Environnement Canada
Service de la protection de l'environnement

Environment Canada
Environmental Protection Service

Revue écologique des opérations de forage et de production à terre de pétrole et de gaz au Canada

Canada

Analyse économique et technique
Rapport SPE 3-EP-83-2F

Direction générale des programmes de protection de l'environnement
Janvier 1984

LES RAPPORTS DU SERVICE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Les rapports d'analyse économique et technique font le point sur l'état des connaissances, présentent des études bibliographiques et des inventaires industriels et comportent des recommandations afférentes, dans la mesure où celles-ci n'impliquent aucune recherche expérimentale. La préparation des rapports peut être confiée soit au personnel du Service de la protection de l'environnement, soit à des entreprises ou organismes dont il sollicite les services.

Le Service publie nombre d'autres rapports dans les collections suivantes : Règlements, codes et méthodes d'analyse, Politique et planification, Développement des techniques, Surveillance, Exposés et mémoires soumis à des enquêtes publiques, Évaluation des incidences sur l'environnement et Guides de formation.

Pour tout renseignement, prière de s'adresser au Service de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, Hull (Québec), Canada, K1A 1C8.

ENVIRONMENTAL PROTECTION SERVICE REPORT SERIES

Economic and Technical Review Reports relate to state-of-the-art reviews, library surveys, industrial inventories, and their associated recommendations where no experimental work is involved. These reports will either be undertaken by an outside agency or by the staff of the Environmental Protection Service.

Other categories in the EPS series include such group as : Regulations, Codes and Protocols, Policy and Planning, Technology Development, Surveillance, Training Manuals, Briefs and Submissions to Public Inquiries, and Environmental Impact and Assessment.

Inquiries pertaining to Environmental Protection Service Reports should be directed to the Environmental Protection Service, Department of the Environment, Hull, Quebec, Canada, K1A 1C8.

Revue écologique des opérations de forage et de production à terre de pétrole et de gaz au Canada

par
Zenon Environmental Entreprises. Limited

pour le compte du
Service de la protection de l'environnement
Environnement Canada

Rapport nº EPS 3-EP-83-2F

Publication distribuée
par le Service de la protection de l'environnement
Ministère de l'Environnement
Hull
K1A 1C8

Édition française de
Environmental Review of Onshore Canadian Oil and Gas Drilling and Production Activities
préparée par le Module d'édition française
Ministère de l'Environnement

Imprimé par le ministère des Approvisionnements et Services
N° de catalogue: EN 48-3/83-2F
ISBN 0-662-92475-4

©
Ministre des Approvisionnements et Services
1984

AVIS

Le présent rapport a été revu par la Direction générale des programmes visant la protection de l'environnement, du Service de la protection de l'environnement, qui en a approuvé la publication. Cette approbation ne signifie pas nécessairement que le contenu est conforme aux vues et aux politiques du Service de la protection de l'environnement. La mention de marques de commerce ou de produits commerciaux n'implique pas que l'on en recommande ou approuve l'emploi.

RÉSUMÉ

Le présent rapport étudie les activités actuelles et proposées en matière de forage et de production de pétrole et de gaz à terre au Canada, et leurs effets possibles sur l'environnement. La géologie pétrolière du Canada et son hydrogéologie sont décrites de façon à servir de base à la discussion des effets du forage et de l'extraction, y compris de l'exploitation des sables bitumineux, et des méthodes d'élimination des déchets. Le droit de l'environnement applicable à l'activité de l'industrie pétrolière et gazière est aussi examiné.

Les principaux sujets de préoccupation comprennent le risque de pollution du sol et des eaux souterraines par les fluides de forage, les déchets solides, les additifs chimiques, les huiles et les saumures, les sables produits et les déchets liquides. Les risques de pollution dépendent des méthodes de manutention et d'élimination ainsi que des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques des emplacements de forage et de production. Même s'il existe déjà une réglementation exhaustive dans ce domaine, son efficacité à long terme n'a pas été évaluée et aucune disposition législative précise n'existe concernant l'exploitation *in situ* des sables bitumineux.

On signale également les lacunes dans les connaissances et les compléments de recherche nécessaires.

ABSTRACT

Current and proposed Canadian onshore oil and gas drilling and production activities are reviewed with respect to their potential for environmental effects. Canadian petroleum geology and related hydrogeology are described to provide a framework for discussion of the impact of oil and gas drilling and recovery operations, including tar sands development, and waste disposal practices. Environmental legislation applicable to oil and gas industry activities is also reviewed.

Major environmental concerns identified include the potential for soil and groundwater contamination by drilling fluids, solid wastes, chemical additives, oils and brines, produced sands, and liquid wastes. The potential for contamination depends on handling and disposal practices and the geologic and hydrogeologic characteristics of the drilling and production site. Although fairly comprehensive legislation is in place, its effectiveness in the long-term has not been assessed, and no specific legislation exists for *in situ* tar sands development.

Areas where knowledge is lacking and research is required have been identified.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ		IV
LISTE DES FIGURES		IX
LISTE DES TABLEAUX		XI
SOMMAIRE		XIII
1	INTRODUCTION	1
2	APERÇU DES CARACTÉRISTIQUES GÉOLOGIQUES	10
2.1	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	10
2.1.1	Stratigraphie et structure régionale	10
2.1.2	Hydrogéologie et hydrogéochimie	26
2.2	Sud-ouest de l'Ontario	31
3	FORAGE DES PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ	34
3.1	Introduction	34
3.2	Choix et aménagement d'un emplacement	34
3.2.1	Aperçu	36
3.2.2	Réglementation	39
3.2.3	Effets sur l'environnement	40
3.3	Forage des trous de surface	40
3.3.1	Aperçu	41
3.3.2	Réglementation	41
3.3.3	Effets sur l'environnement	43
3.4	Forage en profondeur	43
3.4.1	Aperçu	
3.4.2	Méthodes d'élimination et réglementation	52
3.4.3	Effets sur l'environnement	57
4	PRODUCTION CLASSIQUE DE PÉTROLE ET DE GAZ	63
4.1	Introduction	63
4.2	Récupération primaire	63
4.2.1	Aperçu	63
4.2.2	Drainage par expansion du gaz dissous	67
4.2.3	Drainage par expansion du chapeau de gaz	68
4.2.4	Déplacement par la poussée naturelle de l'eau	68
4.3	Récupération secondaire	70
4.3.1	Aperçu	70
4.3.2	Injection de gaz dans un réservoir de gaz	71
4.3.3	Injection d'eau et de gaz dans un réservoir de pétrole	71
4.3.4	Abandon	74

4.3.5	Potentiel futur d'exploration et prévision des besoins en eau	77
4.3.6	Réglementation	80
4.4	Modes d'élimination des eaux usées et traitement préalable requis	85
4.5	Effets sur l'environnement	95
5	RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE ET DU GAZ	99
5.1	Introduction	99
5.2	Injection de produits chimiques	101
5.3	Récupération thermique	102
5.4	Injection de produits miscibles	103
5.5	Réglementation et méthodes d'élimination des déchets	108
5.6	Effets sur l'environnement	110
6	EXPLOITATION *IN SITU* DES SABLES BITUMINEUX	125
6.1	Introduction	125
6.2	Utilisation de l'eau pour l'exploitation *in situ* des sables bitumineux	129
6.2.1	Propriétés de l'eau	129
6.2.2	Traitement de l'eau	132
6.3	Effets sur l'environnement	135
6.3.1	Extraction du bitume	135
6.3.2	Traitement du bitume brut et des déchets	136
7	LACUNES ET ORIENTATION DE LA RECHERCHE	139
REMERCIEMENTS		141
RÉFÉRENCES		142

LISTE DES FIGURES

1 Bassins sédimentaires du Canada 2
2 Principaux gisements de pétrole et de gaz en exploitation 4
3 Structure recouvrant le socle précambrien sous le bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien 10
4 Coupes stratigraphiques 11
5 Répartition des sédiments cambriens et teneur en chlorures 15
6 Répartition des sédiments ordoviciens et teneur en chlorures 16
7 Répartition des sédiments siluriens et teneur en chlorures 16
8 Répartition pétrographique des roches dévoniennes 17
9 Concentration de chlorures dans les fluides de la formation, dévonien moyen 18
10 Répartition de la hauteur piézométrique dans la formation dévonienne supérieure de Beaverhill Lake 19
11 Répartition de la hauteur piézométrique dans le groupe dévonien supérieur de Woodbend 20
12 Teneur en chlorures des fluides de la formation, groupe dévonien supérieur de Winterburn (Nisku) 21
13 Teneur en chlorures des fluides de la formation, groupe dévonien supérieur de Wabamun 21
14 Teneur en chlorures des fluides de la formation, Mississippien 22
15 Répartition des sédiments Triasiques 23
16 Répartition des sédiments Jurassiques 24
17 Répartition de la hauteur piézométrique, groupe de Mannville 25
18 Répartition de la hauteur piézométrique, formation de Viking 26
19 Répartition de la formation de cardium et des sables de Medicine Hat 27
20 Formations aquifères peu profondes du bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien 28
21 Carte géologique du sud-ouest de l'Ontario 31
22 Formations géologiques du sud-ouest de l'Ontario 33
23 Cuvelage et tuyau utilisés dans un puits 44
24 Schéma en perspective d'une installation de forage rotary 45
25 Système typique de recyclage d'une boue à base d'eau 54
26 Mesures de protection de l'environnement à une installation de forage 55
27 Récupération primaire du pétrole grâce à la poussée naturelle 64
28 Déplacement du pétrole par expansion de gaz dissous 67

29 Drainage par expansion du chapeau de gaz et par gravité 69
30 Déplacement par poussée d'eau 70
31 Récupération par injection de gaz 72
32 Configurations: injection d'eau 75
33 Mesures de protection de l'environnement à un puits 82
34 Mesures de protection de l'environnement à une batterie de production de pétrole 83
35 Mesures de protection de l'environnement à une batterie de production de gaz 84
36 Puits d'injection caractéristique 86
37 Vue en coupe d'une unité de traitement thermique verticale eau-pétrole 88
38 Schéma typique du traitement de l'eau produite 91
39 Schéma du traitement de l'eau d'injection: Scurry-Rainbow West Eagle 94
40 Usine pilote à étang aéré, Carpinteria, Ca 95
41 Représentation schématique de l'injection de vapeur 104
42 Représentation schématique de la combustion *in situ* par injection d'air 105
43 Taux de production caractéristique d'un puits de Lloydminster en fonction de la viscosité du pétrole dans le réservoir 106
44 Viscosité du pétrole lourd de l'ouest du Canada en fonction de sa température 106
45 Schéma de principe de l'injection de fluides miscibles 109
46 Réserves de pétrole de l'Alberta 126
47 Emplacement des réservoirs de divers types de pétrole dans l'ouest du Canada 127
48 Projet pilote typique de récupération *in situ* 128
49 Schéma de circulation de l'eau à l'usine proposée de Cold Lake 134
50 Schéma du recyclage de l'eau produite lors de la récupération du bitume par simulation par la vapeur à Cold Lake 134

LISTE DES TABLEAUX

1	Aperçu de la production et des réserves de pétrole et de gaz naturel au Canada	3
2	Organismes de réglementation et textes législatifs	6
3	Nom des formations	12
4	Réserves de pétrole et de gaz par unité stratigraphique	14
5	Chimie générale de l'eau selon les formations	29
6	Forage dans l'Ouest Canadien: nombre de puits et métrage	35
7	Complétions de puits au Canada, 1980	36
8	Exigences relatives à la route d'accès et à la concession pour un puits de pétrole typique	37
9	Exigences relatives à la route d'accès et à la concession pour un puits de gaz typique	38
10	Composition de boues de forage typiques	48
11	Additifs courants des boues de forage	49
12	Volumes typiques de boue de forage éliminée en surface	50
13	Volume/masse de déblais retirés du puits pendant le forage	51
14	Valeurs typiques de la production de pétrole léger et des taux d'injection dans l'Ouest Canadien	65
15	Valeurs typiques de la production de pétrole lourd et des taux d'injection dans l'Ouest Canadien	66
16	Production typique de champs de gaz – champs clés de l'Alberta et de la Colombie-Britannique	73
17	Taux de production et données sur les réserves	76
18	Capacités de production de pétrole prévues d'après les réserves établies	78
19	Production prévue de pétrole: découvertes, additions et récupération assistée	79
20	Prévision des quantités d'eau nécessaires à la récupération du pétrole léger de réserves établies et du pétrole lourd classique	81
21	Composition typique de l'eau produite	89
22	Composition et caractéristiques de l'eau de formation, zones basales de pétrole lourd de Blairmore	90
23	Spécifications relatives à la qualité de l'eau d'injection	92
24	Rendement du traitement dans un étang aéré	96
25	Capacité de production estimative de pétrole canadien attribuable aux procédés de récupération tertiaire	101
26	Prévision des quantités d'eau nécessaires pour les opérations futures d'injection de vapeur et de combustion *in situ*	107

27 Prévision des quantités d'eau nécessaires pour les opérations de combustion *in situ* de la région de Lloydminster 108

28 Récupération potentielle de pétrole léger dans l'ouest du Canada par injection de fluides miscibles 110

29 Prévision des quantités d'eau nécessaires pour les projets d'extraction du brut léger par injection de fluides miscibles dans l'ouest du Canada 111

30 Données générales sur la toxicité des produits chimiques proposés pour la récupération assistée de pétrole 112

31 Principaux problèmes environnementaux associés à la récupération assistée de pétrole (selon le procédé) 121

32 Projets pilotes de récupération *in situ* de l'AOSTRA, Alberta 129

33 Principaux constituants et paramètres de l'eau produite: projets stimulation par la vapeur 130

34 Composition moyenne de l'eau produite – expérience de combustion *in situ* sur du bitume de l'Athabasca 131

35 Analyse de la qualité de l'eau après combustion des réserves 131

36 Bilan hydrique à Cold Lake 133

SOMMAIRE

Le présent rapport étudie les activités actuelles et proposées d'exploration et de production de pétrole et de gaz à terre au Canada, ainsi que les effets sur l'environnement de la production de déchets (surtout de l'eau) et des pratiques d'élimination. On y signale aussi les lacunes dans les connaissances et les domaines auxquels il faudra accorder une importance particulière dans le cadre de la gestion et de la réglementation de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures au Canada à partir d'installations situées sur le sol.

Les aspects fondamentaux de la géologie pétrolière et de l'hydrogéologie au Canada sont décrits de façon à servir de base aux discussions ultérieures portant sur les sujets suivants:

a) Forage des puits de pétrole et de gaz
b) Production classique de pétrole et de gaz
c) Récupération assistée du pétrole
d) Exploitation *in situ* des sables bitumineux

Dans chaque cas, on étudiera:

i) Les activités industrielles et les quantités d'eau utilisées, tant actuelles que futures;
ii) La nature des déchets liquides produits par ces activités;
iii) Les méthodes d'élimination courantes, les règlements existant à ce sujet et les méthodes d'épuration de l'eau; et
iv) Les effets environnementaux (surtout liés à l'eau) de cette industrie.

CONCLUSIONS

Voici, par ordre d'importance, les conclusions et les aspects environnementaux soulevant des inquiétudes, qui ont été mis en évidence au cours de la présente étude:

1) On a proposé d'éliminer les déchets liquides produits lors de l'exploitation *in situ* de sables bitumineux par injection dans le sous-sol, comme on procède actuellement dans les projets pilotes existants. L'injection dans la formation inférieure de McMurray ou la formation de Méthy poserait un problème, car on prévoit que les déchets injectés dans la formation de Méthy émergeront plus tard à la limite du Bouclier précambrien; l'incidence dépendra de l'atténuation subie par les déchets. La géologie du nord-est de l'Alberta convient mal à l'élimination souterraine et le volume de déchets devrait être réduit autant que possible par traitement et par réutilisation de l'eau produite.
2) Le principal problème environnemental lié aux procédés de récupération assistée du pétrole est l'élimination des eaux usées et, dans une moindre mesure, les besoins en eau d'appoint.
3) Dans le cas de la production de pétrole lourd classique, c'est l'élimination du sable produit, recouvert d'une mince pellicule de pétrole, qui constitue le principal problème environnemental.
4) La fiabilité des techniques d'épuration associées au recyclage de l'eau produite suscite beaucoup d'incertitude. En cas de panne, l'eau superficielle pourrait être polluée. Dans certains cas, il pourrait être opportun de mettre au point des systèmes d'épuration en vue de l'élimination à la surface, pour éviter tout risque de pollution des eaux souterraines.

5) Les conséquences environnementales de l'exploitation ou de la production dépendent des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques de la région. Par exemple, on trouve les sables bitumineux là où sont concentrés les points d'émergence du système régional d'eaux souterraines.
6) Dans les Prairies, tous les sédiments à grains fins sont fracturés à divers degrés, et il y a infiltration rapide à travers le sol dans plusieurs régions (par exemple, dans le sud-est de l'Alberta).
7) Les règlements visant l'abandon des puits et les techniques actuellement appliquées par l'industrie pour y procéder préviennent adéquatement, pour le moment, l'interaction des hydrocarbures avec les eaux souterraines et superficielles. Cependant, la solidité à long terme des vieux tubages et des bouchons devra être étudiée plus à fond ou contrôlée afin de déterminer les conséquences hydrogéologiques possibles des fuites attribuables à des ruptures.
8) La plupart des activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz risquent d'endommager l'environnement superficiel, souterrain et aquatique. Il arrive souvent que les effets sur environnement de la construction de routes ou de l'aménagement de terrains ne soient guère plus néfastes que l'exploitation forestière ou agricole; ces activités peuvent même avoir un effet positif si, par exemple, elles créent un potentiel récréatif. Cependant, il y a toujours risque de dégradation de l'environnement.
9) Le volume considérable de déchets solides et semi-solides produits au cours de l'exploitation *in situ* des sables bitumineux sera probablement éliminé par enfouissement. Étant donné la perméabilité de l'environnement sédimentaire, l'emplacement des décharges et les méthodes d'élimination doivent être choisis en tenant compte des conditions nécessaires à la dégradation biologique des composés organiques et à la fixation des composés inorganiques, et en prévoyant un contrôle suffisant des eaux souterraines, l'utilisation de revêtements imperméables et, au besoin, des moyens de récupération des polluants.
10) Les produits ajoutés aux fluides de forage contiennent des quantités élevées de plusieurs métaux traces et de composés organiques toxiques; néanmoins, aucun résultat d'analyse n'a été publié sur les gammes de concentrations ou sur la libération dans l'environnement de métaux dissous et de matières organiques en traces provenant de ces fluides.
11) Les déblais de forage qui restent dans le bassin à boues après avoir été séparés des déchets liquides sont enfouis à l'aide des sédiments précédemment extraits. Par la suite, on contrôle rarement les effets à long terme sur l'environnement de ce mode d'élimination (en particulier sur les eaux souterraines). Cet aspect pourrait avoir une importance particulière dans le cas des forages multiples que requiert la récupération assistée.
12) Les boues de forage risquent de polluer les eaux souterraines par perte de circulation. Rares sont les cas réels qui ont été documentés, mais les experts dans ce domaine sont d'avis que la pollution des eaux souterraines est plus fréquente que les publications ne le laissent supposer.
13) La boue de forage contient, dans sa phase liquide, une quantité considérable d'ions dissous. Il y aura donc risque de pollution des formations aquifères d'eau douce par perte de filtrat (celle-ci étant fonction de la qualité du gâteau de boue), mais cette pollution éventuelle sera moins importante que dans le cas de la perte directe de tout le liquide de forage.
14) L'effet cumulatif de petites fuites souterraines non détectées de pétrole et de saumures provenant des pipelines, pourrait éventuellement créer des problèmes environnementaux, surtout si rien en surface ne signale leur présence ou si la fuite n'est décelée qu'après l'abandon du gisement.

15) C'est l'Alberta qui possède la législation la plus complète en ce qui concerne les aspects environnementaux du forage et de la production de pétrole et de gaz. L'efficacité de cette législation ne pourra pas être évaluée avec exactitude tant que des recherches n'auront pas été entreprises sur les effets à long terme des méthodes actuelles d'élimination.

COMPLÉMENTS DE RECHERCHE NÉCESSAIRES

En général, il n'existe virtuellement pas de preuve directe que les activités industrielles examinées ici posent des problèmes environnementaux importants. Par ailleurs, il est toujours possible que l'environnement soit endommagé, et en général on ne possède pas suffisamment d'information pour évaluer dans quelle mesure il y a risque de dommages à long terme.

En particulier, il y aurait lieu de réaliser des recherches dans les domaines suivants:

a) L'hydrogéologie du nord-est de l'Alberta et de la région voisine en Saskatchewan (Peace River – Fort McMurray – Lloydminster), afin d'évaluer les interactions possibles entre l'extraction d'eau, l'injection de vapeur, la combustion *in situ* et l'injection de déchets dans le système hydrogéologique.

b) Les techniques applicables et rentables de recyclage de l'eau pour l'exploitation *in situ* des sables bitumineux et des pétroles lourds, en particulier pour limiter la corrosion des chaudières et l'encrassement des échangeurs d'ions.

c) L'effet de la qualité de l'eau produite sur les procédés d'épuration utilisés pour le recyclage de l'eau obtenue lors de l'exploitation *in situ* de sables et de pétrole lourd.

d) Le contrôle à long terme de l'élimination des déchets dans l'environnement hydrogéologique.

e) L'étude de l'atténuation des polluants des eaux souterraines dans divers environnements hydrogéologiques.

f) La solidité à long terme du tubage et les conséquences possibles des méthodes actuelles d'abandon.

g) Le type et la concentration des constituants toxiques ainsi que la toxicité et les effets des composés organiques et inorganiques dans les déchets liquides provenant des diverses activités industrielles liées au pétrole et au gaz (en particulier, l'exploitation *in situ*), ainsi que le degré de probabilité de la pénétration de ces polluants dans l'environnement.

h) Les risques de fracture hydraulique dans la zone productive au cours des opérations *in situ*.

i) Les conséquences de l'utilisation de techniques thermiques dans la récupération assistée de pétrole et l'exploitation *in situ*.

j) Les effets et la fréquence des pertes de circulation et les problèmes liés à la complétion des puits.

k) Le déplacement ou le devenir des produits chimiques et des métaux toxiques du fluide de forage dans les sols près des bassins à boues abandonnés, surtout dans les régions où l'on prévoit effectuer d'autres forages en vue d'extraire du pétrole par récupération assistée.

1 INTRODUCTION

La production de pétrole et de gaz est une industrie importante dans de nombreuses régions du Canada. Cette activité s'est accrue surtout dans des régions où les conséquences pour l'environnement pourraient être importantes, car:

i) Les zones de production sont souvent situées près de la surface, et les risques de pollution des eaux souterraines sont donc plus élevés qu'auparavant;

ii) Les substances chimiques utilisées comme additifs ou qui peuvent se former au cours des processus proposés de récupération assistée du pétrole présentent un danger important pour la qualité des eaux souterraines et superficielles;

iii) Le volume d'eaux usées produit par baril de pétrole récupéré s'est considérablement accru, ce qui en complique l'élimination; et

iv) Les déchets solides provenant de l'application des techniques proposées de récupération assistée du pétrole peuvent renfermer des éléments dangereux ou toxiques.

La présente étude des méthodes actuelles et proposées d'extraction et de production du pétrole, ainsi que de leurs répercussions possibles sur l'environnement, a été effectuée dans le but de définir les lacunes dans les connaissances et de cerner les secteurs qui devront faire l'objet d'une attention particulière dans la gestion et la réglementation de l'exploitation à terre des hydrocarbures au Canada.

On trouve des hydrocarbures dans les roches sédimentaires qui, au Canada, se sont déposés dans des bassins peu profonds du continent ou dans des bassins profonds le long de la marge continentale. La figure 1 présente les bassins sédimentaires du Canada. Les bassins contenant la couche sédimentaire la plus épaisse, et qui risquent de contenir le plus d'hydrocarbures, se trouvent sur les marges continentales (bassin Mackenzie-Beaufort; bassin de l'archipel de Sverdrup et des îles de l'Arctique; et bassin du large de la côte Est). Or, ces bassins sont les moins connus du point de vue géologique. Par conséquent, presque toute la production d'hydrocarbures provient des deux bassins continentaux (ouest du Canada et Ontario) et presque toutes les réserves recupérables prouvées de pétrole et de gaz au Canada se trouvent sur le continent. Le tableau 1 présente la production actuelle et les réserves récupérables totales de pétrole et de gaz par province à la fin de 1980, ainsi que les réserves qu'on sait récupérables (prouvées) et les réserves potentielles (prouvées et non découvertes) en 1969 (McCrossan, 1973).

Même si l'on estimait, dès 1969; que les deux tiers des réserves potentielles de pétrole classique et les trois quarts des réserves potentielles de gaz naturel se trouvaient sous la mer, 98 p. 100 du pétrole extrait et des réserves récupérables étaient encore concentrés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien en 1980. La seule autre zone de production importante se trouve actuellement dans le sud-ouest de l'Ontario (bassins du Michigan et des Appalaches). Les réserves d'hydrocarbures découvertes dans les bassins continentaux depuis les quelques dernières années ne sont constituées que de gaz.

La figure 2 présente la répartition des principaux gisements de pétrole et de gaz exploités dans l'ouest du Canada et le sud-ouest de l'Ontario. Afin de fournir un cadre approprié à la discussion des répercussions possibles sur l'environnement de l'exploration et de la production à terre au Canada, on examine au chapitre 2 les caractéristiques géologiques et hydrologiques du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada et des bassins du Michigan et des Appalaches en Ontario.

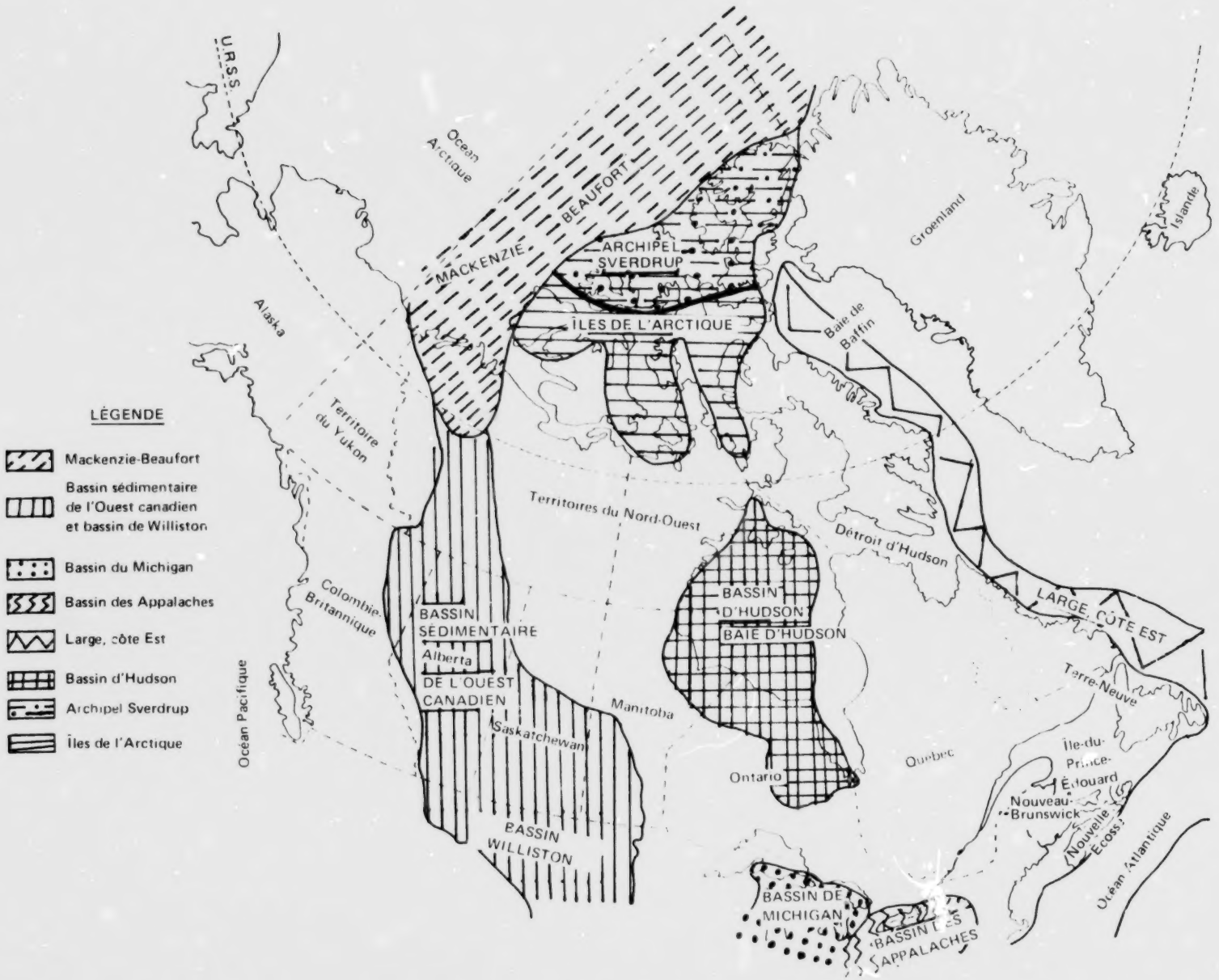


FIGURE 1 BASSINS SÉDIMENTAIRES DU CANADA

TABLEAU 1 APERÇU DE LA PRODUCTION ET DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AU CANADA

	1980*					1969 (McCrossan, 1973)				
	Prod. réelle	Réserves récupérables	des réserves récupérables totales	Réserves récupérables restantes	des réserves récupérables restantes totales	Quantité totale	Réserves récupérables	des réserves récupérables totales	Réserves théoriquement récupérables	des réserves théoriquement récupérables totales
Pétrole brut classique (10^6 m^3)										
Ouest du Canada							78	3,57	207	1,62
C.-B.	1,9	78	3,20	25,4	2,87		1751	80,17	2552	19,94
Alb.	62,9	1913	78,51	719,3	81,29	2600	312	14,29	409	3,20
Sask.	9,3	379,3	15,57	104	11,75		23	1,05	30	0,23
Man.	0,6	26	1,07	4,9	0,55					
Michigan							10	0,46	54	0,42
Ont.	0,1	10,2	0,42	1,3	0,15					
Autres							10	0,46	1138	8,89
À terre	0,2	30	1,23	30	3,39				8411	65,71
En mer	0			0						
Total	75	2436,5	100	884,9	100		2184	100	12801	100
Bitume brut										
Exploitation à ciel ouvert						8000				
In situ						32000				
Pétrole brut synthétique										
Exploitation à ciel ouvert						6000				
In situ						24000				
Gaz (10^9 m^3)										
Ouest du Canada							301	14,40	548	3,49
C.-B.	9,7	463,2	14,45	288,5	14,50		1648	78,85	2482	15,79
Alb.	63,8	2647,1	82,56	1659,4	83,38	3800	42	2,01	78	0,50
Sask.	1,2	66,9	2,09	38,4	1,93		0		0	
Man.	0,05	1,8	0,06	0,3	0,02					
Michigan							28	1,34	142	0,90
Ont.	0,4	27,4	0,85	3,5	0,18					
Autres							71	3,40	850	5,41
À terre		S.O.	0,00	S.O.	0,00		0	0,00	11616	73,91
En mer										
Total	75,15	3206,4	100	1990,1	100		2090	100	15716	100

*Données provenant de l'Alberta Energy Resources Conservation Board et du ministère des Ressources minérales de la Saskatchewan.

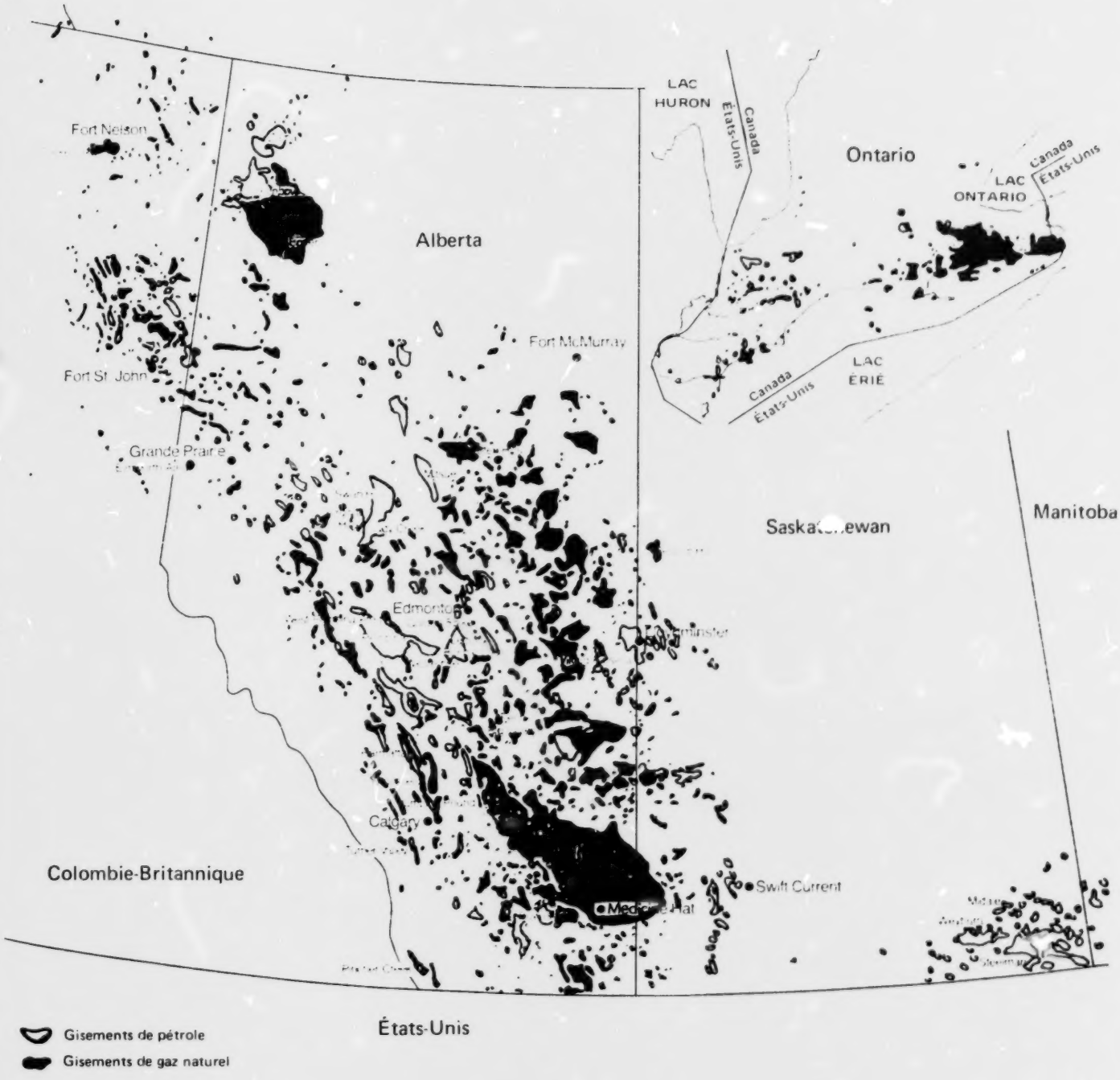


FIGURE 2 PRINCIPAUX GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ EN EXPLOITATION

La plupart des travaux liés à l'exploration et à la production de pétrole et de gaz risquent d'altérer l'environnement superficiel, souterrain et aquatique. Certaines activités sont nécessaires à la production de pétrole et de gaz, notamment le forage de puits et la construction d'installations en surface, de pipelines et de routes d'accès. Dans de nombreux cas, les effets ne sont pas plus néfastes que ceux de l'exploitation forestière ou agricole, par exemple le déboisement et la construction de routes d'accès dans des régions éloignées. En fait, certaines activités, qui par exemple augmentent le potentiel récréatif d'une région, peuvent même être considérées comme avantageuses. Cependant, même ces activités positives risquent de dégrader l'environnement.

Le pétrole brut est qualifié de léger (masse volumique inférieure à 900 kg/m^3, densité API supérieure à 25°) ou de lourd (masse volumique supérieure à 900 kg/m^3, densité API inférieure à 25°). On distingue aussi le pétrole brut classique, dont la récupération se fait sans l'addition de produits chimiques, de chaleur, de gaz ou de fluides miscibles (c.-à-d., ceux qui peuvent se mélanger au pétrole brut), et le pétrole non classique obtenu par récupération assistée. Selon le processus utilisé, la récupération peut être primaire, secondaire ou tertiaire. La récupération primaire désigne l'extraction de pétrole et de gaz sous l'effet de la pression naturelle exercée dans la formation par l'expansion des gaz qui s'y trouvent, ou par le gradient hydraulique du liquide de la formation, assistée par pompage mécanique ou "maintien de la pression" (injection d'eau ou de gaz naturel pour maintenir la pression avant que le débit naturel ne tombe sous les niveaux rentables). La récupération secondaire désigne l'injection d'eau ou de gaz naturel, ou les deux, pour faire monter la pression à l'intérieur de la formation et ainsi récupérer le pétrole non extrait lors de l'extraction primaire. La récupération tertiaire désigne l'addition de produits chimiques, de chaleur ou de fluides ou de gaz miscibles pour améliorer le taux de récupération. Ce procédé est souvent appelé "récupération assistée du pétrole" (RAP).

Les méthodes de récupération assistée du pétrole peuvent être utilisées pour extraire le brut léger ou le brut lourd, mais pour le moment elles sont surtout appliquées dans le cadre de projets pilotes pour extraire des pétroles lourds ou le pétrole des sables bitumineux de gisements trop profonds pour être exploités à ciel ouvert (exploitation *in situ* des sables bitumineux).

Dans le présent rapport, l'étude des activités de l'industrie pétrolière et de leurs effets possibles sur l'environnement se fera en quatre volets:

i) Forage des puits de pétrole et de gaz naturel;
ii) Production classique de pétrole et de gaz naturel (par récupération primaire et secondaire);
iii) Récupération assistée du pétrole (récupération tertiaire du pétrole lourd); et
iv) Exploitation *in situ* des sables bitumineux.

Nous utilisons ces quatre catégories parce que les activités, les méthodes, les techniques d'élimination et les répercussions possibles sont qualitativement différentes dans chaque cas.

La production de pétrole et de gaz et les procédés utilisés dépendent beaucoup des règlements gouvernementaux. Les ministères provinciaux sont les principaux organismes responsables de l'application des règlements régissant le forage et l'exploitation de gisements de pétrole et de gaz sur le territoire continental canadien.

Le tableau 2 présente les principaux organismes provinciaux et les lois et règlements qui intéressent l'industrie pétrolière. Environ 80 p. 100 de tous les puits de pétrole et de gaz forés au Canada en 1980 étaient situés en Alberta (Association pétrolière du Canada, 1981). Cette province possède les textes législatifs les plus complets et les plus rigoureux en la matière.

TABLEAU 2 ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION ET TEXTES LÉGISLATIFS

Province	Organisme	Lois et règlements
Alberta	Energy Resources Conservation Board (ERCB)	Oil and Gas Conservation Act et ses règlements
	Department of the Environment	Clean Water Act et ses règlements Department of the Environment Act Land Surface Conservation and Reclamation Act Water Resources Act Ground Water Control Act
	Department of Energy and Natural Resources	Mines and Minerals Act Public Lands Act Forests Act, 1971 Public Highways Development Act (règlements sur l'exploration)
Saskatchewan	Department of Mineral Resources	Oil and Gas Conservation Act (titre abrégé) Oil and Gas Conservation Regulations
Colombie-Britannique	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Petroleum Resources Branch	Petroleum and Natural Gas Act Drilling and Production Regulations

Nous verrons en détail dans le présent rapport les contrôles environnementaux exercés par les divers organismes albertains. La Saskatchewan et la Colombie-Britannique sont, après l'Alberta, les provinces où l'on effectue le plus de forages. Pour des raisons de brièveté, nous n'étudierons la législation de ces provinces que dans les cas où elle est très différente de celle de l'Alberta ou lorsqu'elle porte sur d'autres aspects environnementaux.

En Alberta, les principaux organismes régissant le forage des puits de pétrole et de gaz sont l'Energy Resources Conservation Board (ERCB), le Department of the Environment (DE) et le Department of Energy and Natural Resources (DENR). Comme chacun de ces organismes est responsable de certains aspects de la protection ou de la conservation de l'environnement, les champs de compétence se chevauchent. Le principal organisme responsable du forage et de

la production est l'ERCB, dont la fonction est de "gérer les ressources énergétiques et l'énergie dans la province": ses responsabilités comprennent l'évaluation des réserves, de la capacité, des besoins en énergie et des marchés, ainsi que la conservation des ressources et de l'environnement dans le cours des activités liées à l'énergie (ERCB, 1972). Le Department of the Environment est responsable de la coordination des politiques, de l'établissement et de l'application de normes sur la prévention et la lutte contre la pollution et sur le contrôle des polluants, de l'évaluation des conséquences de la perturbation des terres, de la gestion de ressources en eau et de la réalisation de recherches sur l'incidence environnementale de toutes les industries, y compris l'industrie de l'énergie. Le Department of Energy and Natural Resources a pour mandat de veiller à l'application des lois régissant l'utilisation des terres, les droits fonciers, l'état des terres et l'exploration du sous-sol. L'interdépendance de ces organismes a amené la création de deux comités de coordination en vertu de la loi sur le ministère de l'Environnement (Department of the Environment Act), soit le Natural Resources Coordinating Council et le Conservation and Utilization Committee. Ces deux groupes comptent parmi leurs membres des représentants de l'ERCB et du Department of Energy and Natural Resources; ils ont pour fonction d'étudier les politiques, de formuler des recommandations et de réaliser des études.

En Saskatchewan, le principal organisme régissant le forage et l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz est le Department of Mineral Resources. Ce ministère est responsable de l'application de l'Oil and Gas Conservation Act et de ses règlements, dont le but est de prévenir l'accumulation de déchets, de mettre en valeur, protéger et conserver les ressources de pétrole et de gaz naturel de la province, et de réglementer les opérations de manière à maximiser la récupération.

Le Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources de la Colombie-Britannique administre le Petroleum and Natural Gas Act et ses règlements sur le forage et la production. Cette loi et ces règlements constituent les principales mesures législatives dans le domaine du forage et de la production de pétrole et de gaz naturel, et régissent tous les aspects de l'emplacement, du forage, du tubage, de la complétion et de l'abandon des puits et de l'élimination des déchets, ainsi que les méthodes classiques de production et les procédés de récupération assistée.

L'un des grands sujets de préoccupation dans le domaine de la production de pétrole et de gaz est l'élimination des déchets liquides par injection en puits profond. Cette pratique est devenue très populaire depuis quelques années, d'une part en raison de l'opinion publique qui s'inquiète de plus en plus de la pollution de l'environnement et, d'autre part, vu ses avantages économiques dans les cas où les formations sont suffisamment perméables pour accepter des taux élevés d'injection; par ailleurs, l'inaccessibilité des formations profondes pour l'être humain donne l'impression que ce type d'élimination ne présente pas de dangers pour l'environnement.

Selon van Everdingen et Freeze (1971), l'élimination en puits profond provoque une "pollution irréversible" de la formation utilisée à cette fin et n'est pas nécessairement une solution permanente au problème des déchets, qui peuvent être entraînés dans les eaux souterraines et réapparaître ailleurs. Van Everdingen et Freeze (1971) présentent la meilleure étude du concept de l'élimination dans la documentation nord-américaine. Ils distinguent deux classes de déchets liquides, soit les déchets "naturels" ne contenant que des éléments normalement en solution dans les eaux souterraines, et les déchets "étrangers" contenant des éléments qui ne sont normalement pas en solution dans ces eaux. Ainsi, les eaux salines et les saumures produites par l'industrie pétrolière sont des déchets "naturels". Il y a également certains fluides qu'on injecte dans le sous-sol, mais qui ne constituent pas des déchets: ce sont surtout l'eau et le gaz naturel utilisés pour la récupération secondaire et le maintien de la pression, et le gaz naturel

stocké provisoirement en réservoir souterrain. Tous les autres fluides injectés, soit pour la récupération assistée du pétrole, soit pour l'exploitation *in situ* de sables bitumineux ou pour l'élimination en puits profond, constituent des fluides "étrangers".

Van Everdingen et Freeze (1971) ont identifié quatre conditions à respecter avant d'établir qu'une région peut servir à l'élimination sans danger des déchets liquides. Les voici:

i) Roches sédimentaires étendues et épaisses (les sédiments présentent un volume poreux important où peuvent se loger les dechets);
ii) Absence de failles importantes (elles constituent des voies permettant aux déchets de migrer rapidement);
iii) Absence d'activité sismique (les zones actives sont susceptibles de se fracturer et l'injection peut déclencher des séismes); et
iv) Faibles gradients hydrodynamiques (ces gradients, qu'ils soient hydrauliques, chimiques, thermiques, exercent une influence déterminante sur la vitesse et la direction de l'écoulement des fluides et sur le déplacement des masses dans le sous-sol).

La formation envisagée pour éliminer des déchets doit:

i) Être suffisamment perméable pour accepter le liquide injecté;
ii) Être suffisamment étendue pour que le lieu d'élimination soit éloigné d'un point d'émergence dans l'environnement humain;
iii) Être entourée de zones uniformément peu perméables qui assureront la retenue des déchets;
iv) Être isolée hydrologiquement des formations aquifères contenant de l'eau potable;
v) Posséder une composition lithologique compatible avec le fluide injecté;
vi) Contenir des fluides chimiquement compatibles avec le fluide injecté;
vii) Contenir des fluides sous pression peu élevée; et
viii) Présenter des gradients hydrodynamiques très faibles ou à orientation verticale descendante.

Au Canada, l'élimination des déchets en puits profond est surtout pratiquée par les industries dont les déchets liquides sont des saumures naturelles provenant de l'extraction de potasse ou des déchets "étrangers" provenant soit de l'extraction de potasse ou soit de la fabrication de produits chimiques. Van Everdingen et Freeze (1971), Vonhof et van Everdingen (1973) et van Everdingen (1974) ont examiné l'élimination des déchets liquides industriels dans le sous-sol à l'échelle nationale. McLean (1968) et Vandenberg et coll. (1977) l'ont étudié en Ontario, et Simpson et Dennison (1975), en Saskatchewan.

Au moins 95 p. 100 des liquides injectés dans le sous-sol ne sont pas des déchets, mais des saumures servant au maintien de la pression ou à la récupération secondaire. Ces liquides ne posent pas de problème. Leurs effets possibles sur l'environnement sont faibles, car ils ne visent qu'à maintenir la pression existante à l'intérieur du réservoir (ou à y rétablir la pression antérieure). En outre, lors de la récupération secondaire, on recycle couramment le plus d'eau possible du réservoir original, ce qui réduit au minimum les réactions chimiques néfastes entre l'eau injectée et l'eau et les roches de la formation. Même lorsque l'eau injectée provient de formations aquifères peu profondes, les effets à long terme semblent faibles (Whitaker, 1980a).

L'élimination en puits profond pratiquée par l'industrie pétrolière pose un problème potentiel lorsque le liquide rejeté est constitué d'eaux acides ou contient de la soude caustique épuisée provenant des raffineries, ou encore lorsque des produits chimiques inhabituels ou de la chaleur sont injectés en grandes quantités ou à pression élevée. Les déchets de raffinerie ne posent

habituellement pas de problème dans l'ouest du Canada, car ces raffineries sont en général situées loin des points d'émergence des eaux souterraines et l'injection est réalisée en profondeur dans le bassin. Le sous-sol du sud-ouest de l'Ontario a été très pollué par l'injection de saumures, par des fuites d'hydrocarbures provenant de puits abandonnés sans traitement suffisant, et par l'élimination en puits profond. Heureusement, grâce aux précipitations annuelles élevées, les réserves d'eau potable se maintiennent dans la plupart des formations aquifères peu profondes du sud-ouest de l'Ontario.

Dans l'ouest du Canada, la récupération assistée du pétrole et l'exploitation *in situ* des sables bitumineux risquent de poser des problèmes car, pour ces deux types d'opérations, on utilise de l'eau douce pour la production de vapeur, on injecte de la vapeur, de l'eau chaude ou des liquides caustiques chauds avec ou sans combustion *in situ*, et l'on élimine les déchets liquides après les avoir séparés du pétrole extrait. Les opérations de ce genre seront concentrées dans le triangle délimité par Peace River, Fort McMurray et Lloydminster dans le nord-est de l'Alberta et le nord-ouest de la Saskatchewan. Dans cette région, la couche de sédiments au-dessus du socle précambrien a moins de 1500 m d'épaisseur; l'écoulement des eaux dans le système souterrain régional de la partie albertaine du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est concentré le long de zones de perméabilité élevée (failles ou fractures) dans les carbonates du Dévonien, et les eaux émergent à la surface. Trois des quatre conditions nécessaires à l'élimination sans danger établies par van Everdingen et Freeze (1971) ne sont pas respectées dans cette région. L'eau d'injection est habituellement tirée des formations situées au-dessus des réservoirs de pétrole, alors que les liquides usés sont rejetés dans les formations se trouvant sous les réservoirs. Dans la région des sables bitumineux, il y a communication hydrologique dans l'ensemble de la séquence stratigraphique. Il faudra posséder une bien meilleure connaissance des propriétés hydrogéologiques de la région pour comprendre les interactions possibles entre l'extraction d'eau, l'injection de vapeur et l'injection de déchets dans le système, sans compter les changements énormes que subiront les fluides de la formation si l'on procède par combustion *in situ*.

Plus de dix ans se sont écoulés depuis que van Everdingen et Freeze (1971) ont identifié des besoins urgents en matière de recherches; malgré cela, il est toujours vrai qu'on "ne connaît à peu près rien du comportement d'un grand nombre de ces déchets lorsqu'ils se trouvent en contact avec les roches des formations, dans les conditions de température et de pression élevées qui règnent dans le sous-sol". Les programmes regrettablement insuffisants mis en oeuvre pour contrôler l'élimination en puits profond au Canada n'ont même pas permis de comprendre un phénomène aussi fondamental que la migration des fluides éliminés, et l'on est encore loin de pouvoir déterminer si les dégradations ou les réactions chimiques dans le milieu récepteur entraînent une augmentation ou une diminution de la toxicité et des dangers pour l'être humain.

2 APERÇU DES CARACTÉRISTIQUES GÉOLOGIQUES

2.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

2.1.1 Stratigraphie et structure régionale. Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est une dépression orientée du nord-ouest vers le sud-est, bornée à l'ouest par les contreforts des Rocheuses et à l'est par la roche cristalline du Bouclier canadien. Le bassin s'étend depuis la frontière des États-Unis, au sud, jusqu'au delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. La figure 3 montre la structure sous le bassin et l'emplacement de trois coupes (figure 4) illustrant en gros les relations structurelles et stratigraphiques dans le bassin.

McCrossan et coll. (1964) et McCrossan (1973) traitent à fond de l'histoire géologique du bassin et des hydrocarbures qui s'y trouvent. Dans le présent rapport, nous fournirons des données générales sur la répartition et les modes d'emprisonnement des hydrocarbures, données que viendront compléter des figures tirées de Hitchon (1964, 1969a et 1969b) illustrant la qualité des fluides trouvés dans les formations et la direction de leur déplacement. On trouvera au tableau 3 une nomenclature des formations du bassin et, au tableau 4, une quantification des réserves d'hydrocarbures en fonction des principales unités stratigraphiques. On peut constater dès l'abord qu'une forte proportion d'hydrocarbures se retrouve dans un nombre relativement restreint de formations.

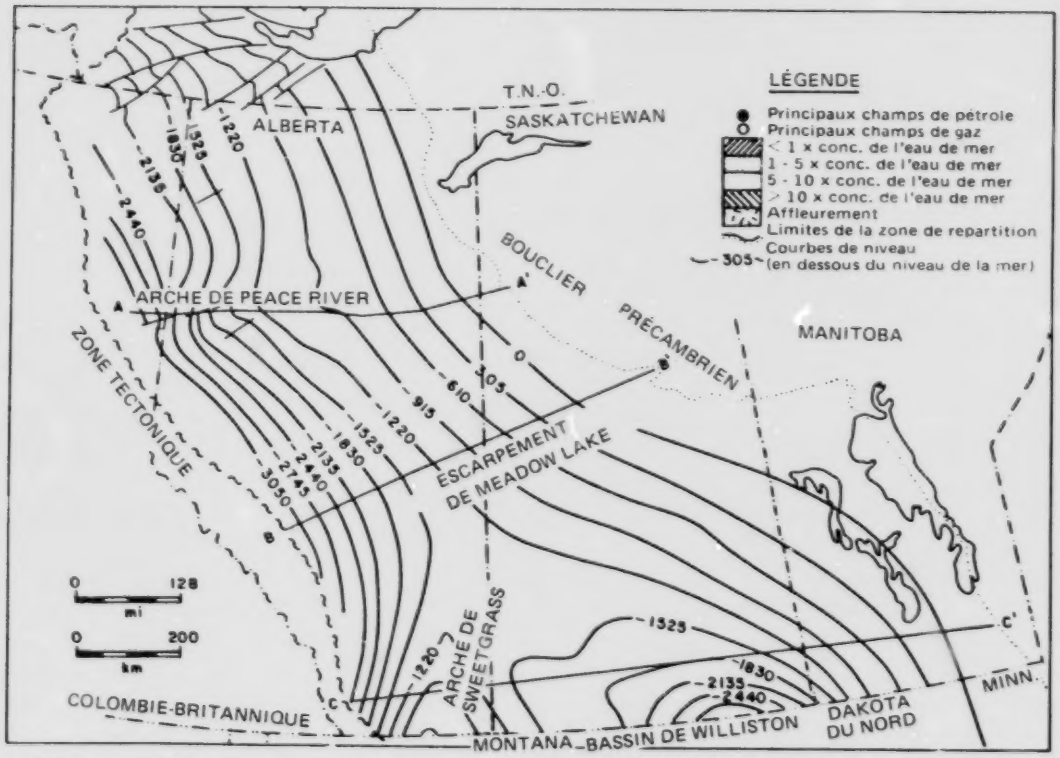


FIGURE 3 STRUCTURE RECOUVRANT LE SOCLE PRÉCAMBRIEN SOUS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN (Hitchon, 1969a)

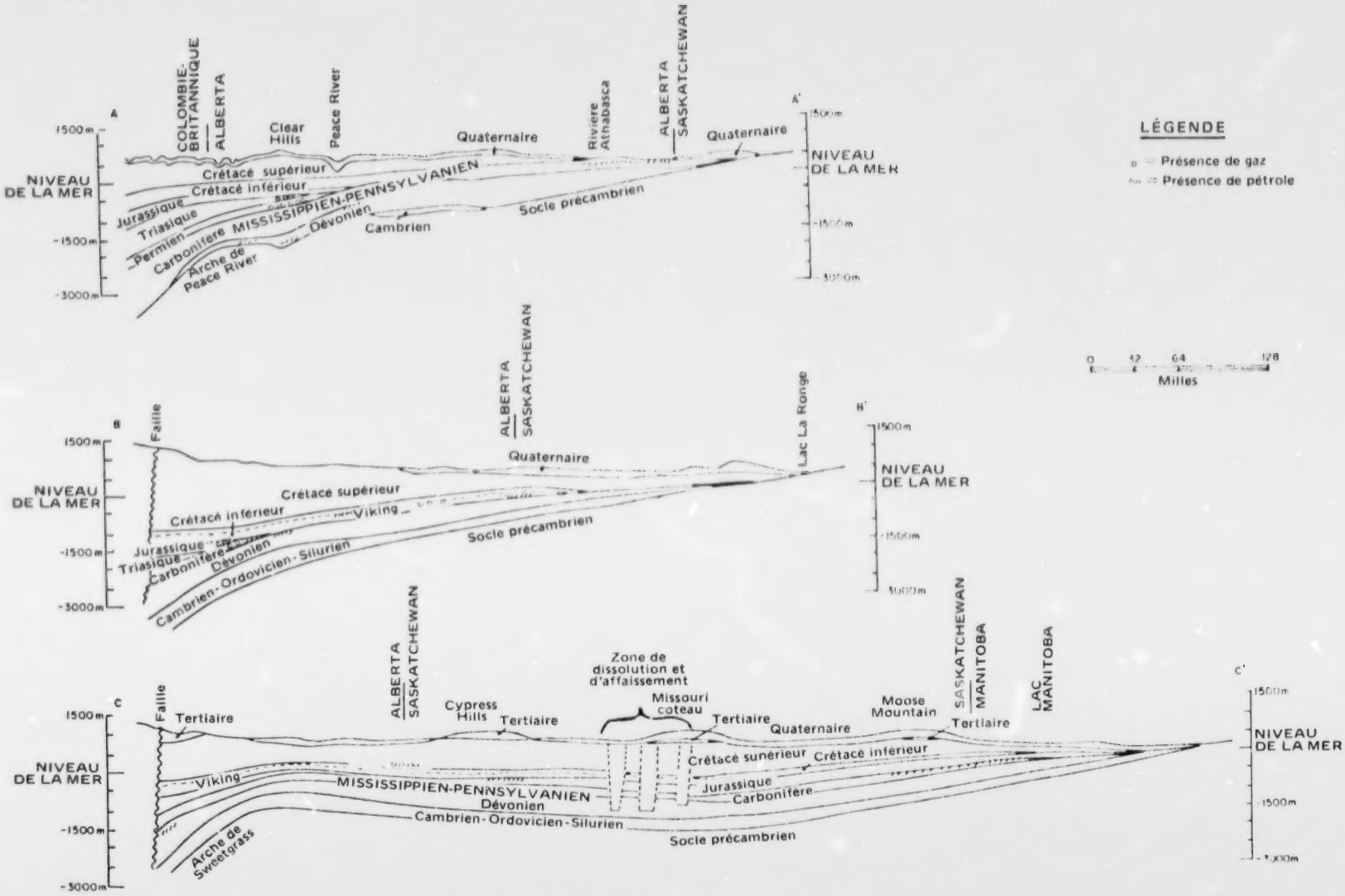


FIGURE 4 COUPES STRATIGRAPHIQUES

TABLEAU 3 NOM DES FORMATIONS (ERCB, Alberta, Canada, juillet 1978)

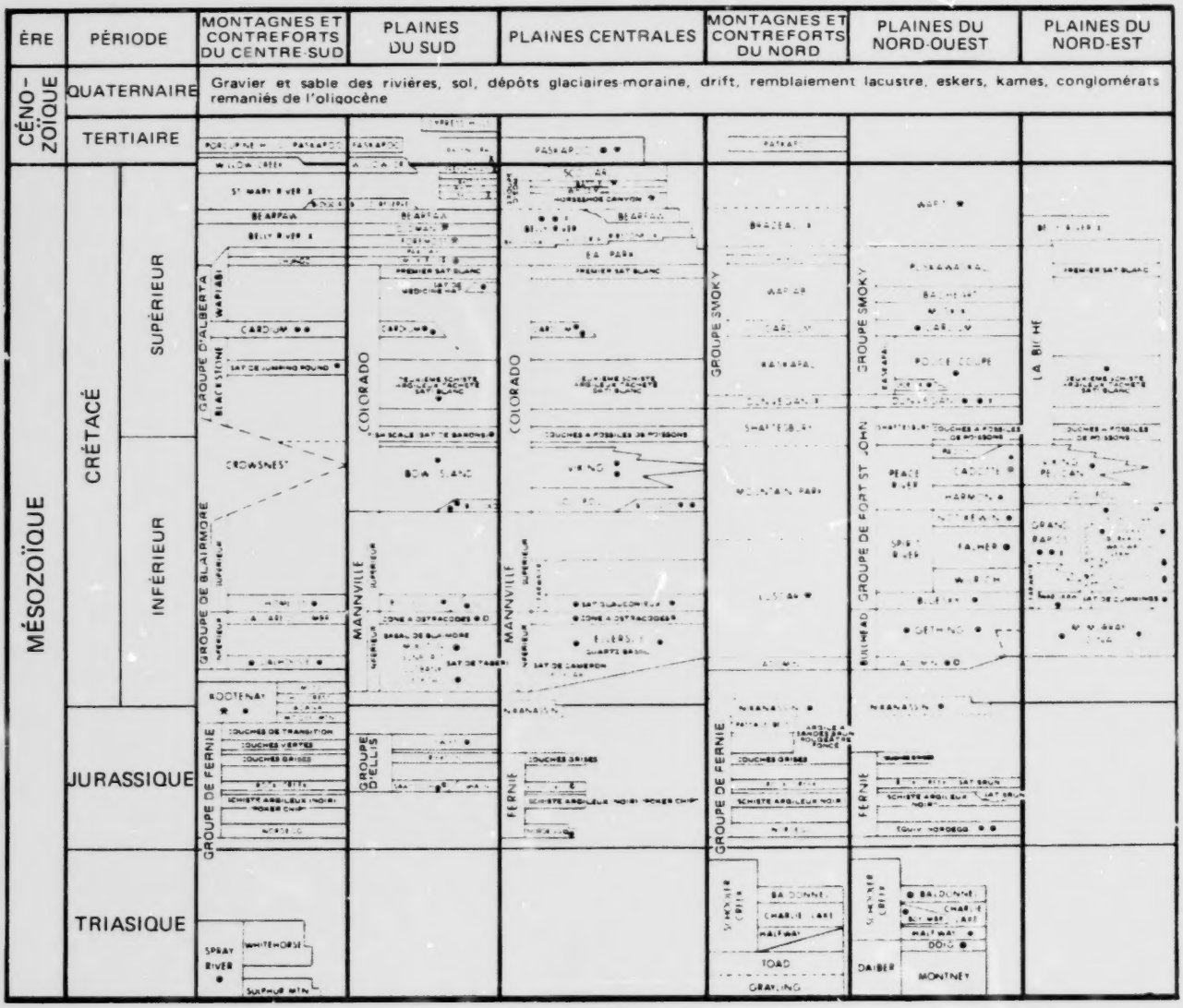
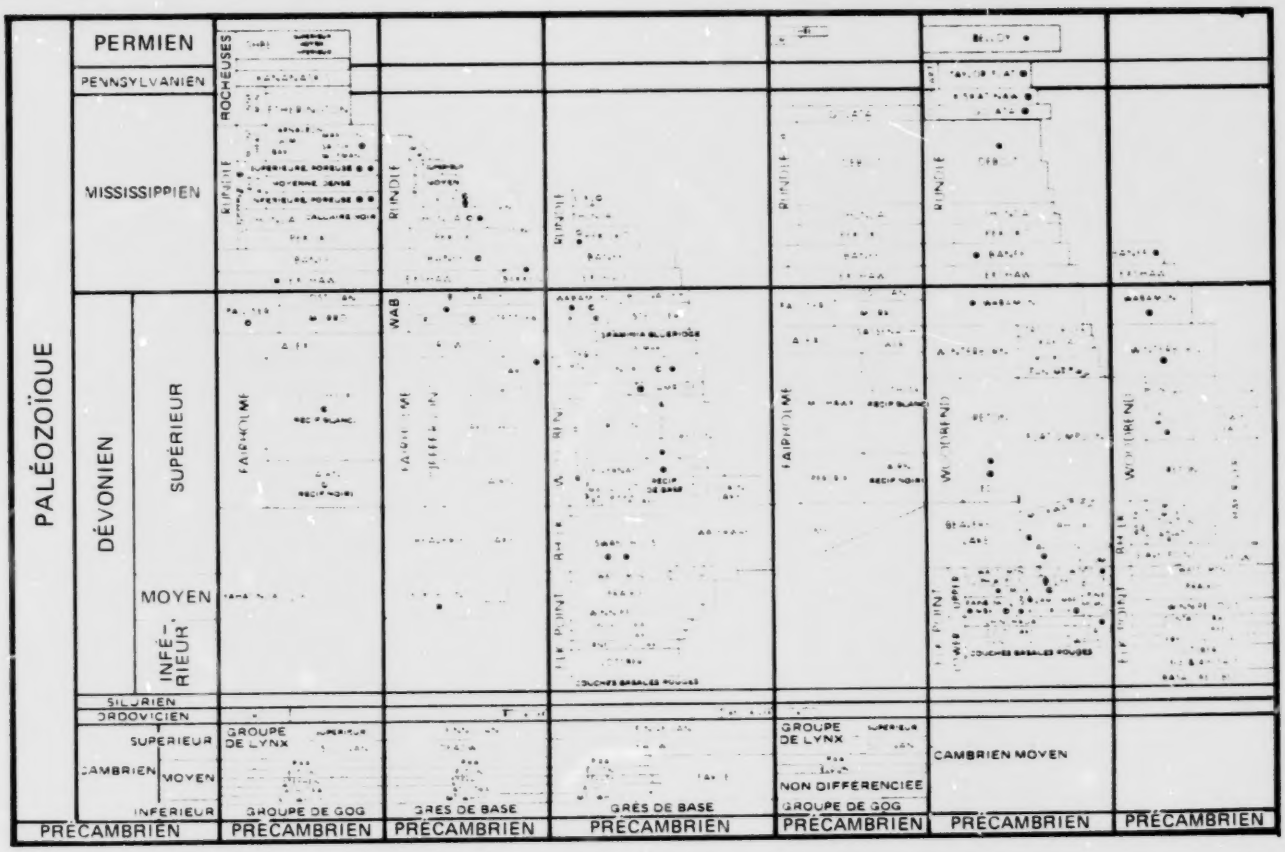


TABLEAU 3 NOM DES FORMATIONS (ERCB, Alberta, Canada, juillet 1978) (suite)



LÉGENDE

Gaz	✱
Pétrole	●
Charbon (carbonifère, exploité)	⅋, ✱
Corrélation incertaine	----
Transition du faciès	\ OU ⅋

NOTES

Dans la colonne des plaines du nord-ouest, la stratigraphie dévonienne supérieure de Peace River apparaît à la gauche et celle de la Rainbow, à la droite.

■ L'âge n'a pas été établi de façon concluante.

Δ La faune laisse penser que la formation de Cadotte n'est pas équivalente de celle de Pelican.

Les noms utilisés localement apparaissent entre parenthèses.

TABLEAU 4 RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ PAR UNITÉ STRATIGRAPHIQUE

	Pétrole (10^6 m^3)				Gaz (10^9 m^3)			
	Total	%	Restant	%	Total	%	Restant	%
Crétacé supérieur								
Belly River	23.1	0.95	13.1	1.47	24.4	0.78	17.8	0.91
Medicine Hat					280.1	8.95	212.1	10.88
Cardium	305.3	12.52	133.1	14.95	64.6	2.07	46.5	2.39
2e Specks					42.2	1.35	34.1	1.75
Autres	0.9	0.04	0.5	0.06	10.3	0.33	9.1	0.47
Total	329,3	13.51	146.7	16.47	421.6	13.48	319.6	16.40
Crétacé inférieur								
Viking	56.7	2.33	14.9	1.67	275.5	8.81	159.9	8.20
Mannville	179.3	7.35	80.4	9.03	610.8	19.53	458.6	23.53
Autres	3.7	0.15	1.1	0.12	104.5	3.34	54.4	2.79
Total	239.7	9.83	96.4	10.83	990.8	31.68	672.9	34.52
Jurassique								
Roseray	42.3	1.74	10.9	1.22	0.7	0.02	0.2	0.01
Shaunavon	39.8	1.63	6.6	0.74	0.4	0.01	0.1	0.01
Autres	13.8	0.57	7.1	0.80	37.2	1.19	26.5	1.36
Total	95.9	3.93	24.6	2.76	38.3	1.22	26.8	1.37
Triasique								
Baldonnel					107.8	3.45	69.3	3.56
Charlie Lake	43.9	1.80	14.3	1.61	16.8	0.54	9.8	0.50
Halfway	27.1	1.11	8.5	0.95	40.4	1.29	24.3	1.25
Autres	22.6	0.93	11.7	1.31	36.1	1.15	33.5	1.72
Total	93.6	3.84	34.5	3.87	201.1	6.43	136.9	7.02
Permien					16.6	0.53	11.1	0.57
Mississippien								
Rundle	71.1	2.92	20.1	2.26	590.2	18.87	330.1	16.94
Midale	133.6	5,48	26.5	2.98	2.5	0.08	0.5	0.03
Frob.-Alida	63.8	2.62	23.9	2.68	2.9	0.09	0.9	0.05
Tilston	33,9	1,39	6.1	0.69	2.3	0.07	0,4	0,02
Autres	29,3	1.20	13.3	1.49	48,2	1,54	27,5	1.41
Total	331.7	13.61	89.9	10.10	646.1	20.66	359.4	18.44
Dévonien supérieur								
Wabamun	1,5	0.06	0.3	0,03	91.9	2.94	55,5	2.85
Nisku	132,1	5,42	48,3	5,42	29,8	0,95	21,2	1,09
Leduc	457,3	18,76	94,3	10.59	241.1	7.71	116.6	5,98
Beaverhill L	422.3	17,33	182,5	20.49	126.1	4.03	93.6	4.80
Slave Point					154,3	4,93	93,5	4,80
Autres	6,1	0,25	3,9	0,44	38,9	1,24	16,2	0,83
Total	1019,5	41,82	329,3	36,98	682,1	21,81	396,6	20,35
Dévonien moyen								
Keg River	162,6	6,67	79,1	8,88	13,3	0,43	11,1	0,57
Gilwood	111,3	4,57	48,8	5,48	7,2	0,23	4,1	0,21
Autres	36,9	1,51	30,7	3,45	6,1	0,20	5,7	0,29
Total	310,8	12,75	158,6	17,81	26,6	0,85	20,9	1,07
Autres	17,3	0,71	10,5	1,18	104,7	3,35	4,9	0,25
Total cumulatif	2437,8	100	890,5	100	3127,9	100	1949,1	100

La sédimentation dans le bassin a débuté pendant le Cambrien, lorsqu'une mer s'est avancée sur la Colombie-Britannique et que la côte s'est déplacée vers l'est à travers l'Alberta et le sud de la Saskatchewan, en laissant sur le socle précambrien des dépôts de sédiments ayant la taille d'un sable fin ou grossier; en même temps, les roches cristallines altérées étaient refaçonnées. Des schistes marins et des carbonates (calcaire ou dolomite) se sont déposés alors que la mer peu profonde recouvrait la région. Pendant l'Ordovicien et le Silurien, le bassin de Williston, correspondant maintenant aux deux Dakota et au sud de la Saskatchewan, a commencé à s'affaisser et c'est là que s'est concentrée la sédimentation; il y a eu intercalation d'un peu d'anhydrite (minéraux évaporitiques) avec les carbonates. On voit aux figures 5, 6 et 7 la répartition des sédiments cambriens, ordoviciens et siluriens, ainsi que les variations de la teneur en chlorures des fluides de la formation en comparaison de celle de l'eau de mer (18 980 mg/l). On n'a trouvé dans ces sédiments aucune réserve importante d'hydrocarbures, bien qu'on ait mis en exploitation quelques puits dans les carbonates du sud de la Saskatchewan près de la partie nord-est du Montana, dans la formation ordovicienne supérieure de la rivière Rouge. Le pétrole est emprisonné par les couches d'anhydrite qui le recouvrent.

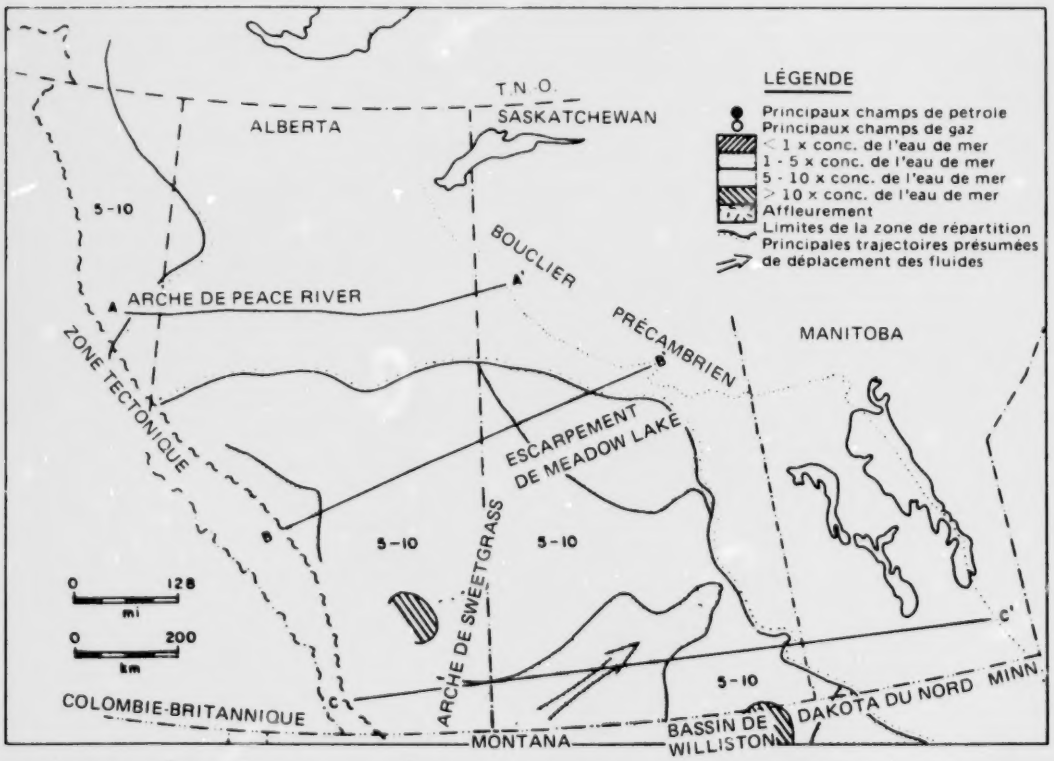


FIGURE 5 RÉPARTITION DES SÉDIMENTS CAMBRIENS ET TENEUR EN CHLORURES
(tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

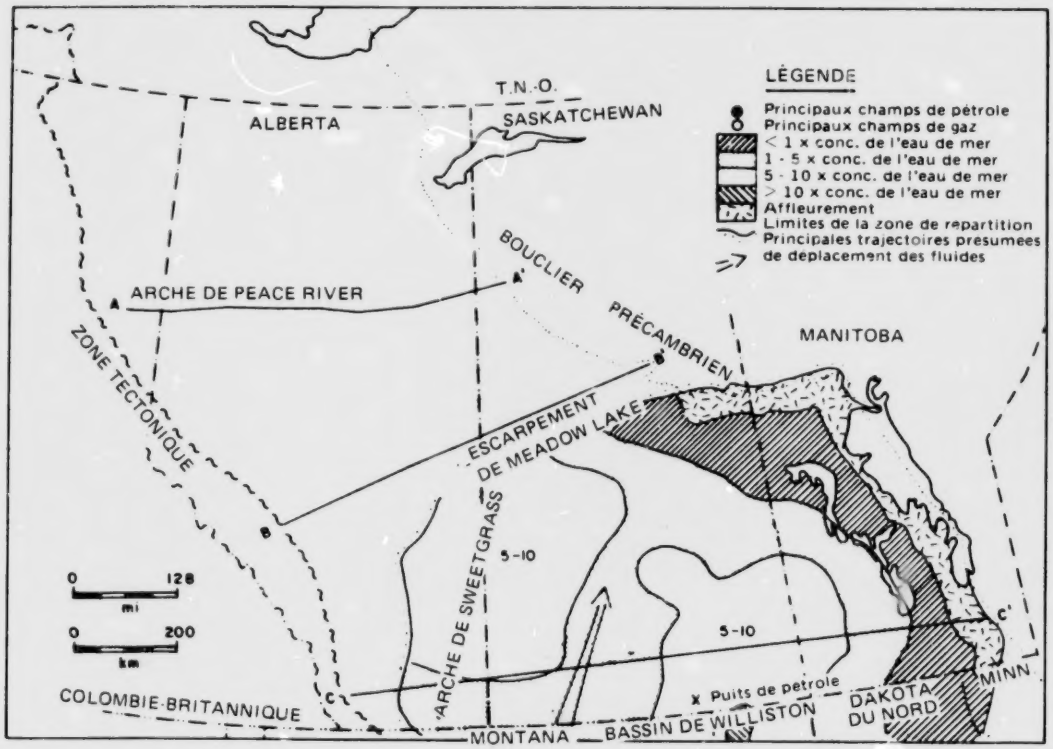


FIGURE 6 RÉPARTITION DES SÉDIMENTS ORDOVICIENS ET TENEUR EN CHLORURES
(tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

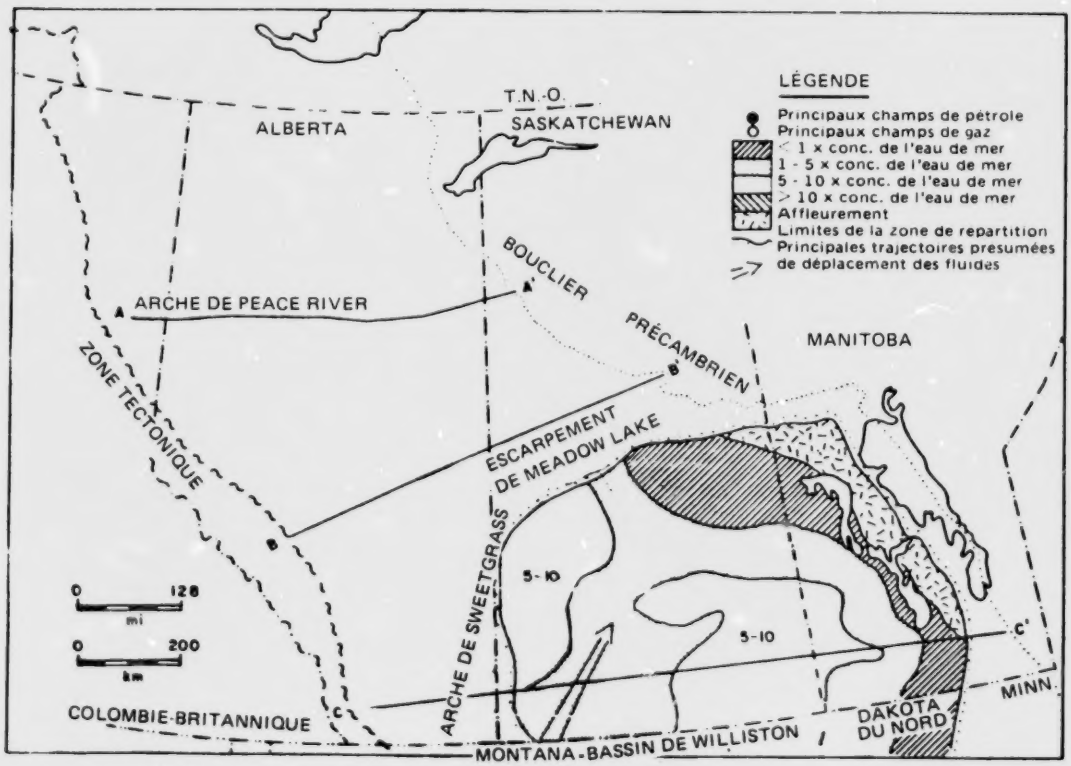


FIGURE 7 RÉPARTITION DES SÉDIMENTS SILURIENS ET TENEUR EN CHLORURES
(tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

Sur chacune des trois cartes, du sud-ouest au nord-est de la Saskatchewan en direction de la région d'affleurement, apparaît un corridor où le liquide de la formation est relativement peu salé. Près de la limite orientale, les trois formations présentent toutes une zone où le liquide est moins salé que l'eau de mer.

Dans la majeure partie du bassin, la sédimentation s'est effectuée pendant le Dévonien moyen. Des roches détritiques se sont déposées sur les flancs de l'arche de Peace River; des carbonates se sont déposés plus au large, mais en eau suffisamment peu profonde pour qu'il y ait formation de récifs; et, au centre du bassin depuis les Territoires du Nord-Ouest jusqu'au Dakota, il y a eu formation de dépôts d'évaporites (anhydrite, halite et sylvite) intercalés de minces couches de schiste rouge. Les figures 8a et 8b montrent la répartition des types de roche du Dévonien moyen, et la figure 9, les variations de la teneur en chlorures des fluides de la

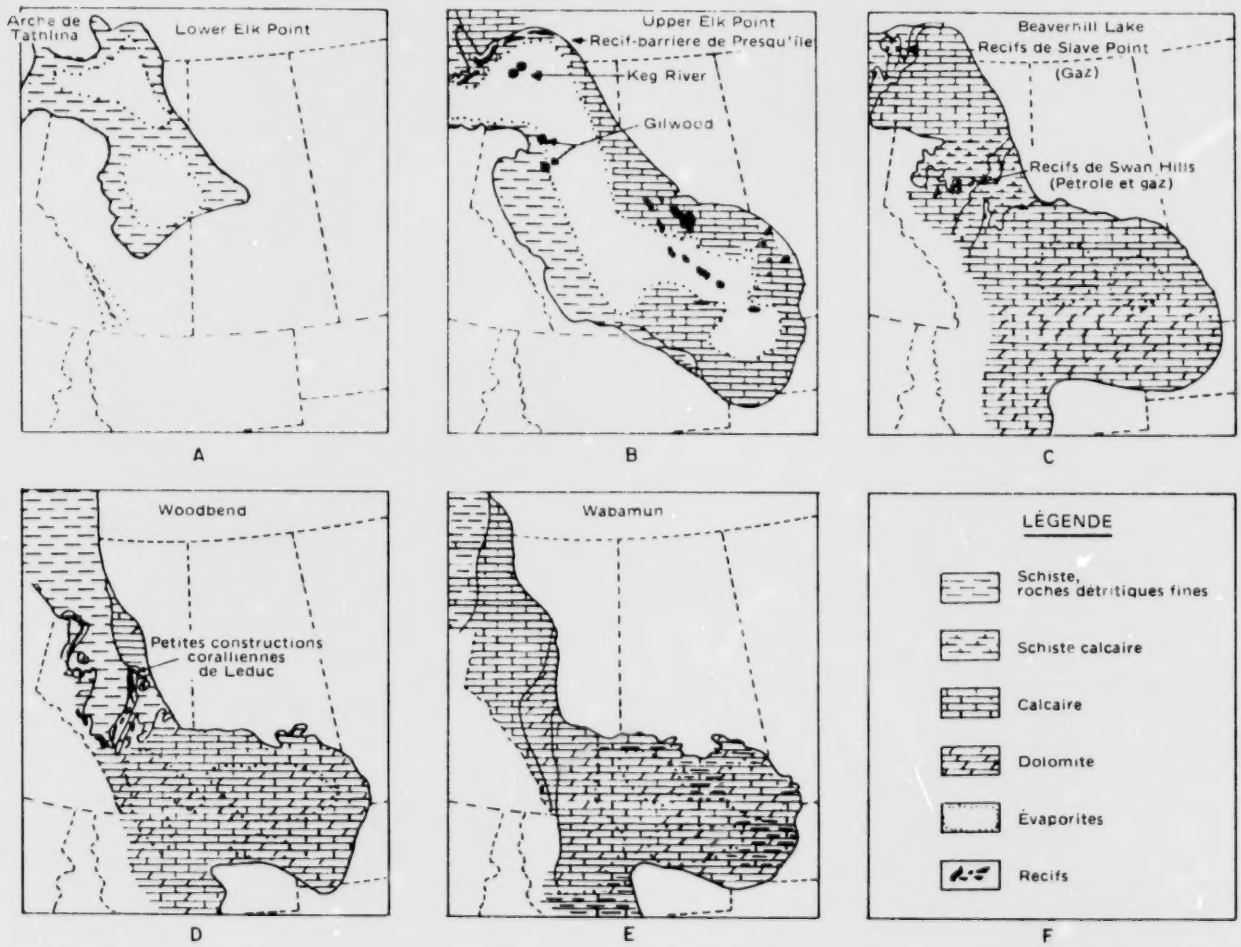


FIGURE 8 RÉPARTITION PÉTROGRAPHIQUE DES ROCHES DÉVONIENNES
(tiré de Stearn et coll., 1979, avec modifications)

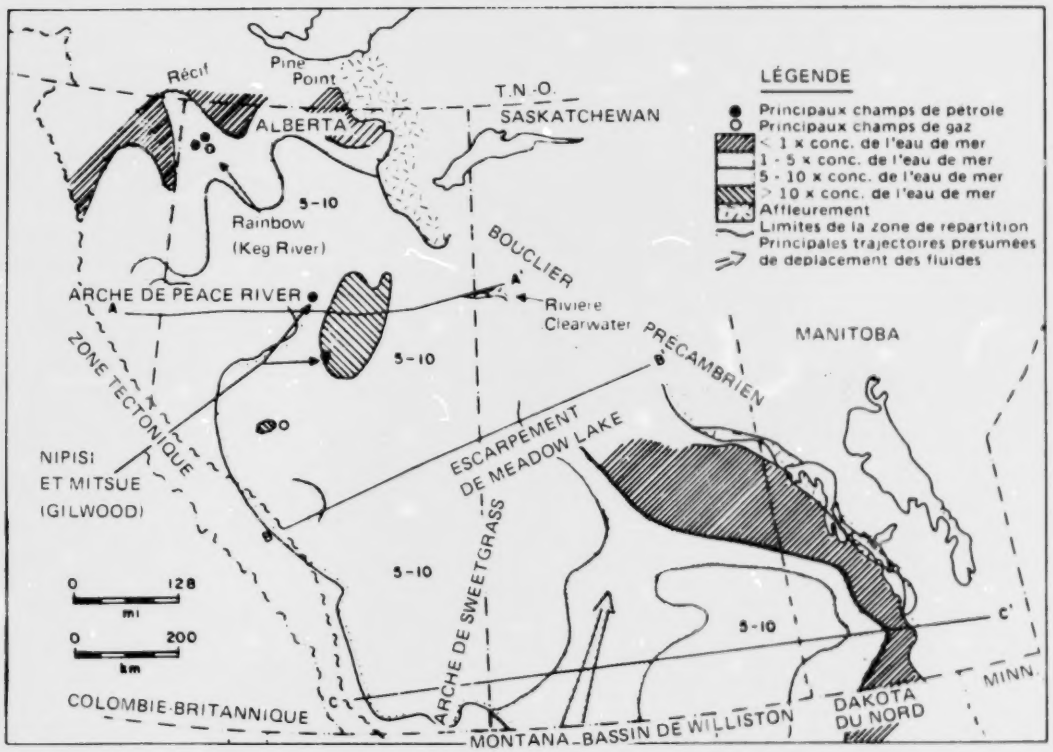


FIGURE 9 CONCENTRATION DE CHLORURES DANS LES FLUIDES DE LA FORMATION, DÉVONIEN MOYEN (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

formation et la présence de quantités significatives d'hydrocarbures. Les roches du Dévonien moyen contiennent 14,5 p. 100 des réserves restantes de pétrole récupérable et 3,1 p. 100 des réserves restantes de gaz récupérable. On retrouve 40 p. 100 du pétrole dans les sables (formation de Gilwood) gisant directement sur le socle précambrien sur le flanc est de l'arche de Peace River. Le reste se trouve dans les pinacles récifaux (formation de Keg River au large du récif-barrière de Presqu'île dans le nord-ouest de l'Alberta). Le champ de pétrole de Rainbow (Keg River), à lui seul, représente 7,5 p. 100 des réserves restantes de pétrole. Les schistes et les évaporites font office de "parois étanches" du réservoir, emprisonnant le pétrole dans les sables de Gilwood et les carbonates perméables du récif. Là aussi, la formation comporte un corridor de fluides moins salés s'étendant vers le nord-est à partir du sud-ouest de la Saskatchewan, mais il n'y a aucune dessalure apparente vers les affleurements le long de la rivière Clearwater, à l'encontre de ce qui se passe vers Pine Point et vers les affleurements manitobains (figure 9).

La sédimentation s'est poursuivie avec la formation dévonienne supérieure de Beaverhill Lake. La formation de récifs s'est déplacée vers le sud-est depuis l'arche de Peace River (récifs de Swan Hills), mais s'est poursuivie en direction de Presqu'île (récifs de Slave Point). La figure 8 montre la répartition des types de roche, et la figure 10, les variations de la teneur en chlorures dans les liquides et de hauteur piézométrique dans la formation. Les récifs de

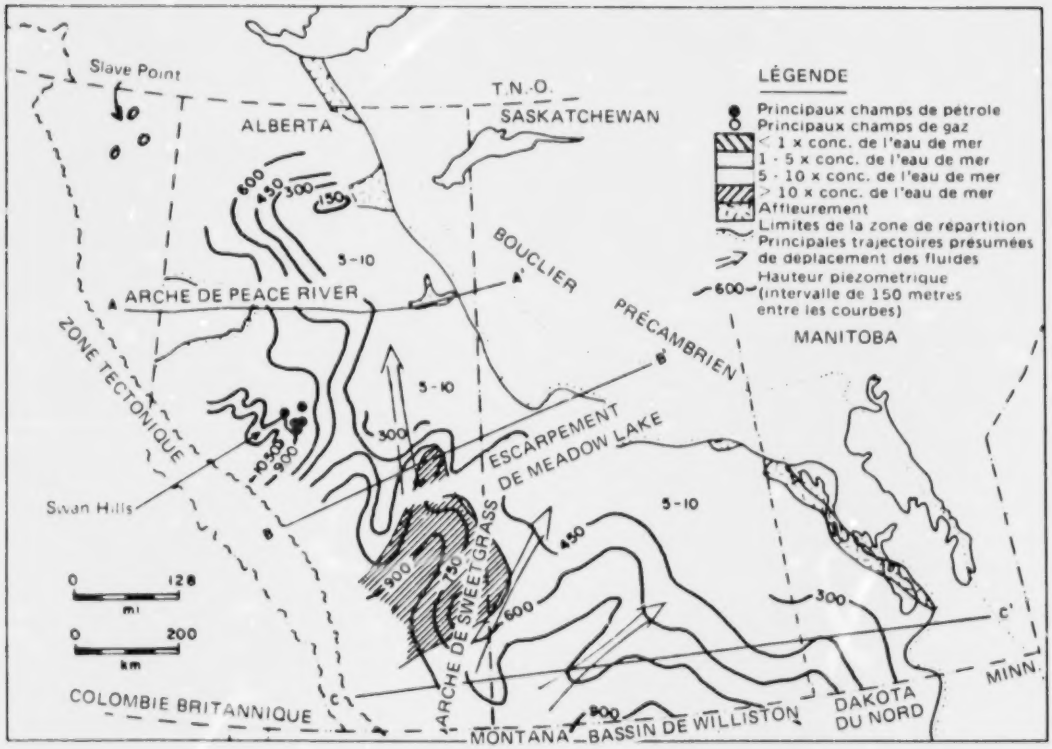


FIGURE 10 RÉPARTITION DE LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE DANS LA FORMATION DÉVONIENNE SUPÉRIEURE DE BEAVERHILL LAKE (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

Swan Hills contiennent 20,5 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 4,8 p. 100 des réserves restantes de gaz, alors que les récifs de Slave Point contiennent un autre 4,8 p. 100 des réserves restantes de gaz.

Les courbes de répartition de la hauteur piézométrique dans la formation de Beaverhill Lake (figure 10) indiquent une dépression dans le sud de la Saskatchewan à l'emplacement du corridor de faible salinité dans les sédiments plus anciens. L'emplacement de la dépression semble aussi coïncider avec celui des structures importantes d'affaissement liées à la disparition de l'évaporite de la prairie du Dévonien moyen (figure 4, C–C'). Cela porte à penser que les structures d'affaissement, dont certaines s'étendent depuis la roche de fond jusqu'à l'évaporite de la prairie, ont fait augmenter la conductivité hydraulique verticale dans l'ensemble de la séquence stratigraphique de la région en question, ce qui a drainé la nappe phréatique.

Les récifs ont continué à se développer vers le sud-est alors que le groupe de Woodbend se déposait pendant le Dévonien supérieur. Les récifs (formation de Leduc) sont concentrés sur un plateau séparant les sédiments schisteux du nord de l'Alberta des carbonates et des évaporites du bassin de Williston. La figure 8 montre la répartition des types de roches, et la figure 11, les variations de la teneur en chlorures des fluides de la formation et de la hauteur piézométrique pour ce groupe. À peu près tous les hydrocarbures sont emprisonnés dans les récifs de carbonates de la formation de Leduc, qui contiennent 10,6 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 6,0 p. 100 des réserves restantes de gaz.

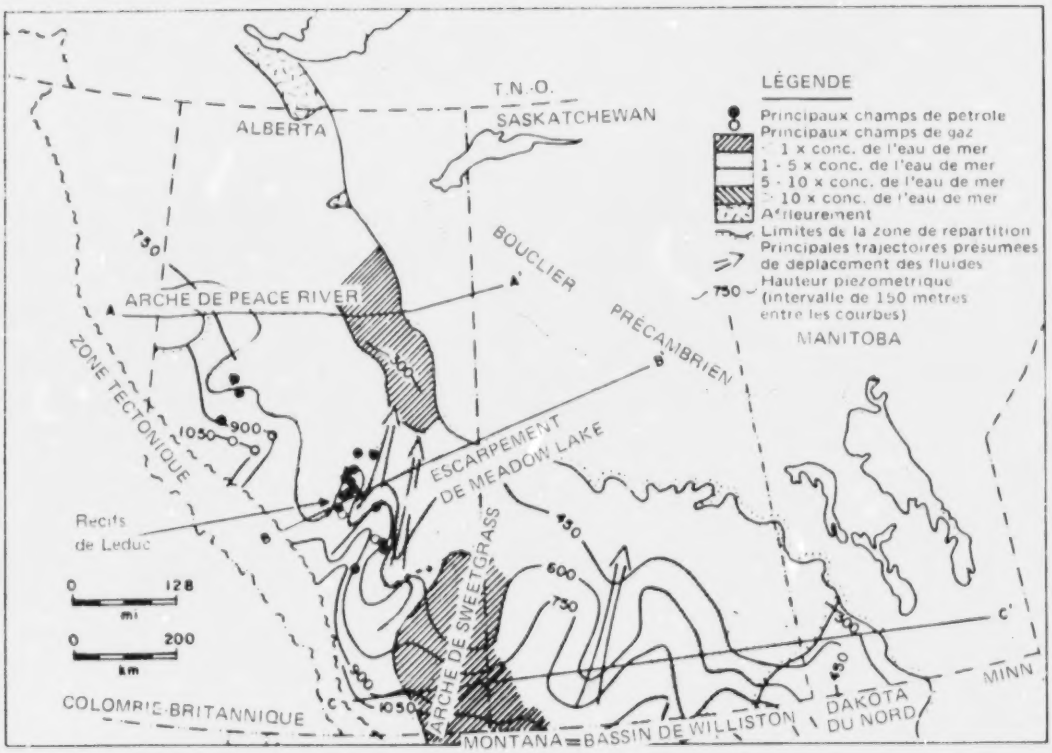


FIGURE 11 RÉPARTITION DE LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE DANS LE GROUPE DÉVONIEN SUPÉRIEUR DE WOODBEND (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

La répartition de la salinité et de la hauteur piézométrique dans le groupe de Woodbend montre que les récifs de Leduc sont aussi associés à un fort drainage par perméabilité vers le nord-nord-est. Dans le secteur de l'arche de Sweetgrass, les fluides de la formation sont dilués par la percolation des eaux souterraines vers les profondeurs et, dans le sud de la Saskatchewan, le drainage associé aux structures d'affaissement est lui aussi apparent.

Vers la fin de la période dévonienne, le dépôt de carbonates a constitué le phénomène dominant dans l'ensemble du bassin, mais la croissance des récifs s'est interrompue. Cependant, les récifs de Leduc ont quand même influé sur la répartition des zones poreuses dans les carbonates de la formation de Nisku qui les a recouverts. Les principaux champs de pétrole apparaissant à la figure 12 suivent la direction des récifs de Leduc. Aucun drainage important n'est apparent dans la répartition de la salinité, mais on constate une dilution dans le secteur de l'arche de Sweetgrass et le long de l'affleurement du Nisku (figure 12). Cette dernière formation renferme 5,4 p. 100 des réserves restantes de pétrole, mais seulement 1 p. 100 des réserves restantes de gaz.

La formation de Wabamun est la plus récente des formations dévoniennes supérieures. La figure 8 y montre la répartition des types de roches. Elle renferme très peu de pétrole, mais contient 2,8 p. 100 des réserves restantes de gaz. La figure 13 montre la répartition de la teneur en chlorures des fluides de la formation.

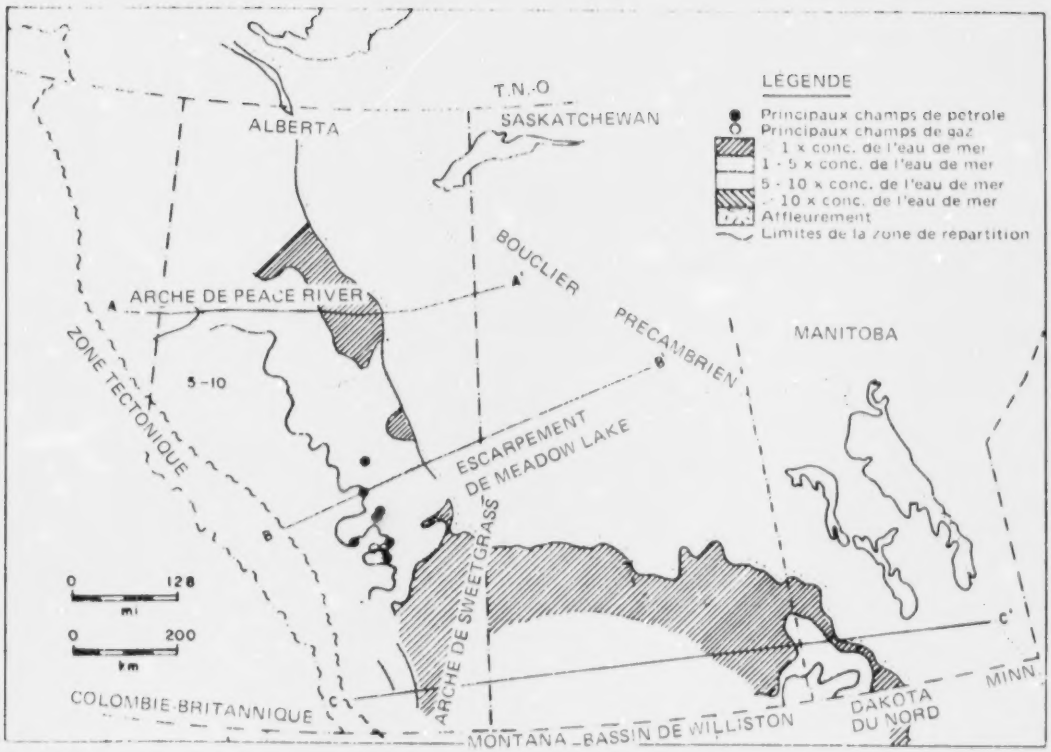


FIGURE 12 TENEUR EN CHLORURES DES FLUIDES DE LA FORMATION, GROUPE DÉVONIEN SUPÉRIEUR DE WINTERBURN (NISKU) (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

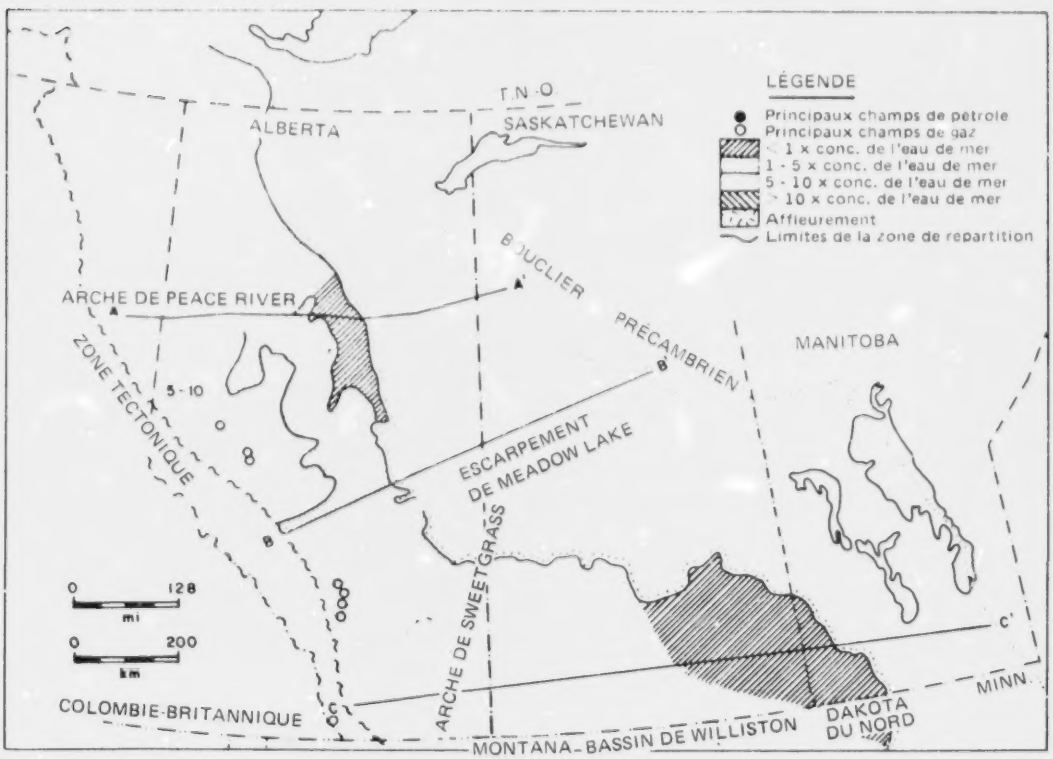


FIGURE 13 TENEUR EN CHLORURES DES FLUIDES DE LA FORMATION, GROUPE DÉVONIEN SUPÉRIEUR DE WABAMUN (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

La période mississippienne (Carbonifère) a débuté par un dépôt de roches schisteuses. Sauf dans le cas de la formation de Bakken dans le sud-ouest de la Saskatchewan, cette partie du Mississippien ne renferme à peu près pas d'hydrocarbures. Des calcaires bioclastiques se sont déposés par la suite. La formation de Rundle en Alberta et en Colombie-Britannique contient 2,3 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 16,9 p. 100 des réserves restantes de gaz, alors que les formations de Midale et de Frobisher-Alida, dans le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, contiennent 5,7 p. 100 des réserves restantes de pétrole. La plupart des hydrocarbures sont emprisonnés dans des sédiments schisteux ou de l'anhydrite à la surface d'érosion du Mississippien. La figure 14 montre la variation de la teneur en chlorures dans les fluides de la formation des carbonates mississippiens. La présence d'hydrocarbures correspond aux zones à forte teneur en chlorures dans les fluides de la formation. Là où il ne s'est pas produit de poche de faible perméabilité à la fin du Mississippien, les eaux souterraines ont entraîné les hydrocarbures.

Les sédiments pennsylvaniens (Carbonifère) ne se retrouvent que dans la région de l'arche de Peace River qui était alors devenu un bassin. Les sédiments pennsylvaniens ne produisent pas d'hydrocarbures.

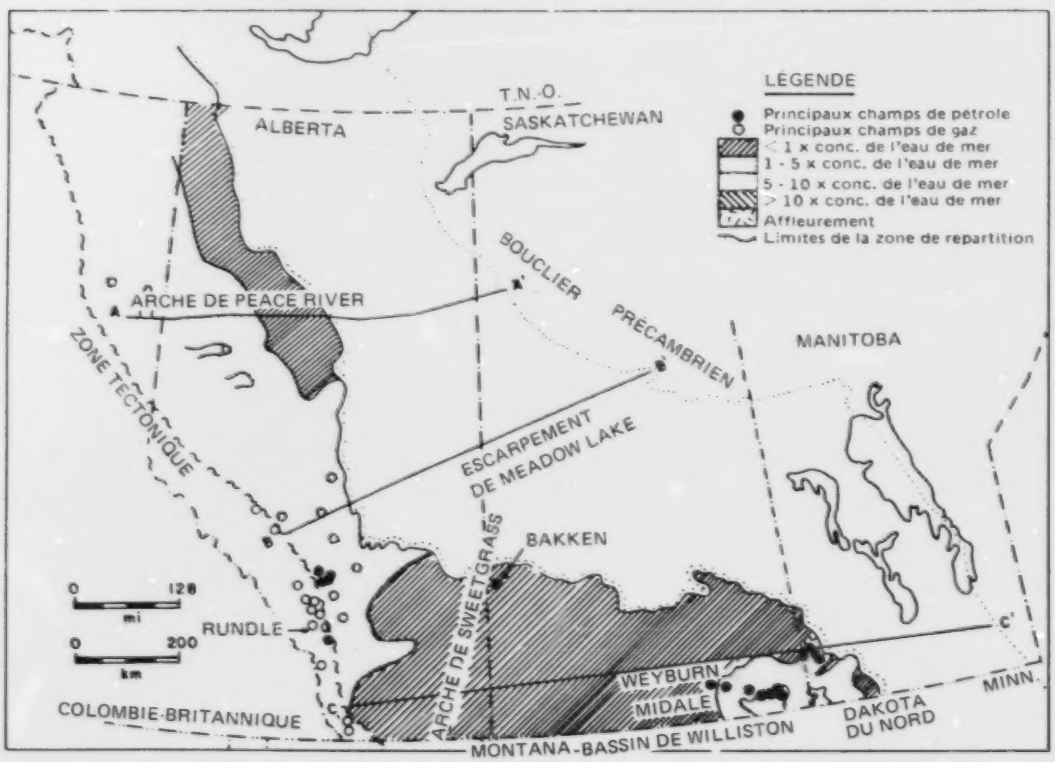


FIGURE 14 TENEUR EN CHLORURES DES FLUIDES DE LA FORMATION, MISSISSIPPIEN (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

Les sédiments permiens sont, eux aussi, limités à la région de l'arche de Peace River. Les sables de la formation de Belloy contiennent moins de 1 p. 100 des réserves restantes de gaz.

Pendant le Triasique, la submersion marine s'est étendue davantage vers l'est dans la région de Peace River et a touché le bassin de Williston au sud de la Saskatchewan. La figure 15 montre la répartition des roches triasiques. Il existe des hydrocarbures dans les sables de la formation de Halfway et dans les carbonates plus récents des formations de Charlie Lake et de Baldonnel dans le nord-est de la Colombie-Britannique, près de Fort St. John. Les roches triasiques contiennent 3,9 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 7,0 p. 100 des réserves restantes de gaz.

Durant le Jurassique, la zone de submersion a continué à s'étendre dans le sud-est de l'Alberta et dans la Saskatchewan et le Manitoba, depuis le bassin de Williston. On ne trouve des hydrocarbures que dans le sable basal (Nordegg) en Alberta, ou emprisonnés dans les sables des canaux et des plages (Shaunavon) ou à la surface d'érosion (Roseray) en Saskatchewan. La figure 16 montre la répartition des roches jurassiques dans le bassin. Ces dernières ne contiennent que 2,8 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 1,4 p. 100 des réserves restantes de gaz.

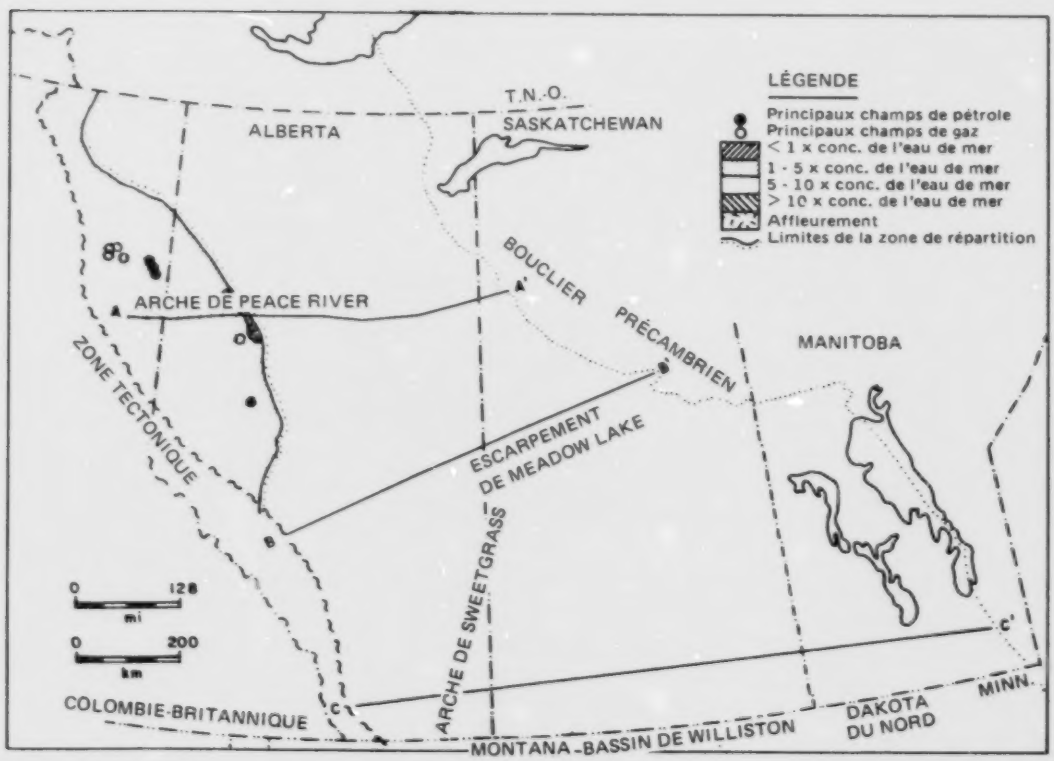


FIGURE 15 RÉPARTITION DES SÉDIMENTS TRIASIQUES (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

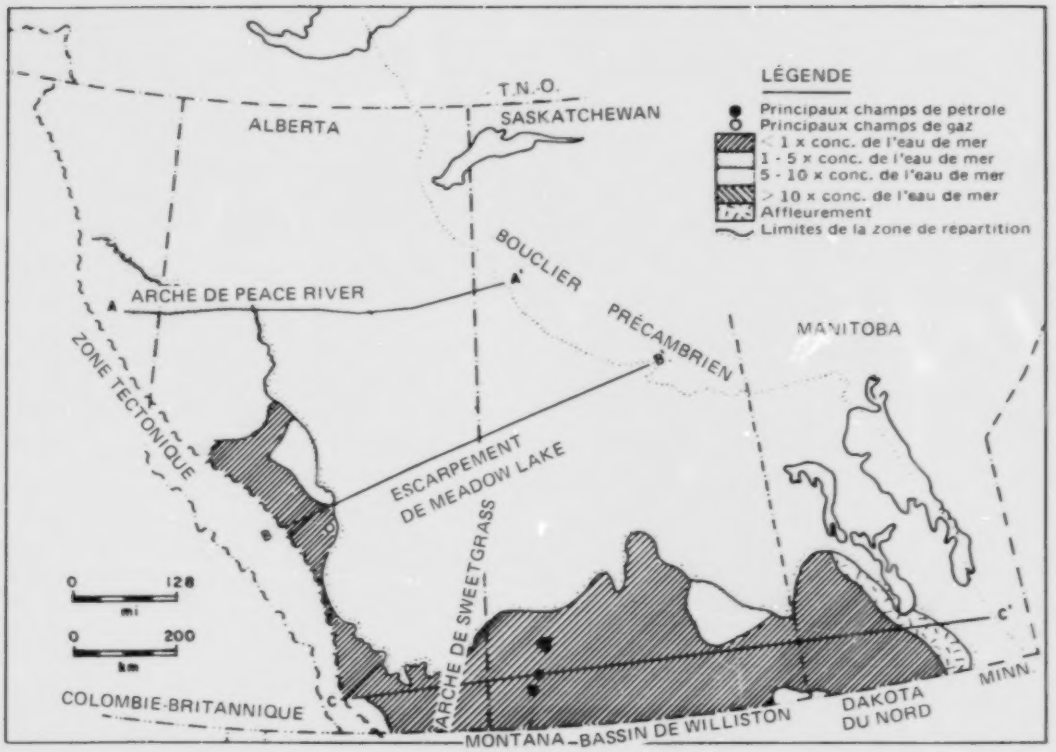


FIGURE 16 RÉPARTITION DES SÉDIMENTS JURASSIQUES (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

Durant le Crétacé inférieur, un soulèvement des montagnes Rocheuses a commencé à apporter des sédiments au bassin, tandis que des mers avançaient depuis l'Arctique et le bassin de Williston pour recouvrir tout le territoire allant de l'océan Arctique au golfe du Mexique. Pendant le Crétacé, le littoral de cette mer a plusieurs fois avancé vers l'ouest et reculé vers l'est, sur l'ensemble des Grandes Plaines de l'Amérique du Nord. Pendant l'avancement de la mer, des schistes marins se déposaient et, pendant son retrait, des sédiments deltaïques non marins se répandaient depuis les montagnes vers l'est. Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les roches du Crétacé inférieur sont constituées de sables basaux dans lesquels sont intercalées des langues de schistes représentant les premiers déplacements de la mer depuis le nord et le sud-est (groupe de Mannville), puis des schistes marins (groupe du Colorado inférieur) au milieu desquels se trouve une langue de sable (formation de Viking).

Le groupe de Mannville est un immense réservoir d'hydrocarbures, contenant non seulement 9,0 p. 100 des réserves restantes de pétrole classique et 23,5 p. 100 des réserves restantes de gaz, mais encore tous les dépôts de bitume brut (sables bitumineux) du Canada. On pense que les sables bitumineux contiennent l'équivalent de 30 milliards de mètres cubes récupérables de pétrole brut synthétique, soit 34 fois les réserves restantes de pétrole classique et 2,3 fois les réserves potentielles totales de pétrole classique en incluant les bassins du large (tableau 1). La figure 17 montre la zone de répartition du groupe de Mannville et des sables bitumineux, ainsi que la répartition de la hauteur piézométrique dans ce groupe.

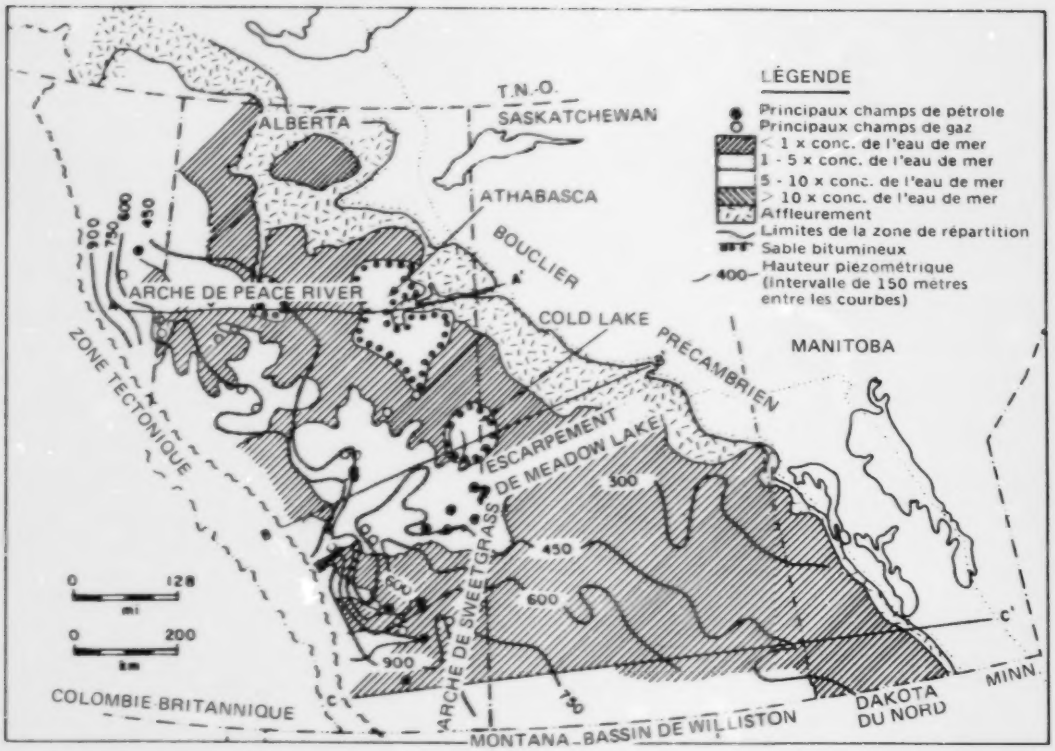


FIGURE 17 RÉPARTITION DE LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE, GROUPE DE MANNVILLE (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

Cette répartition de la hauteur piézométrique montre qu'il existe un drainage au-dessus de la zone à grande perméabilité située le long des récifs de Leduc dans le Dévonien supérieur (figure 11). Les sables bitumineux se trouvent là où sont concentrés les points d'émergence du système des eaux souterraines de la région, non seulement dans le groupe de Mannville (Christopher, 1980), mais aussi dans la couche sous-jacente du Dévonien supérieur (formations de Leduc et de Beaverhill Lake). Les fractions volatiles du pétrole se sont échappées en ne laissant que le bitume brut. Plus loin de la région d'affleurement, seule une partie des substances volatiles s'est échappée, ce qui a produit les pétroles lourds des districts de Cold Lake et de Lloydminster. La figure 17 montre trois dépôts distincts de sables bitumineux, mais il se peut, en fait, qu'il y ait une présence continue de sable bitumineux entre les dépôts de l'Athabasca et de Cold Lake.

Dans la formation de Viking, on trouve des hydrocarbures emprisonnés par les schistes confinant le sable à mesure que celui-ci disparaît progressivement vers l'est. Cette formation contient 1,7 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 7,9 p. 100 des réserves restantes de gaz. La figure 18 montre la région où s'étend la formation de Viking et la répartition de la hauteur piézométrique à l'intérieur de celle-ci. Cette répartition est semblable à celle existant dans le groupe de Mannville, si ce n'est la présence d'une zone close encore plus prononcée de faible hauteur piézométrique (peut-être accentuée par des effets chimio-osmotiques, selon Hitchon, 1969b).

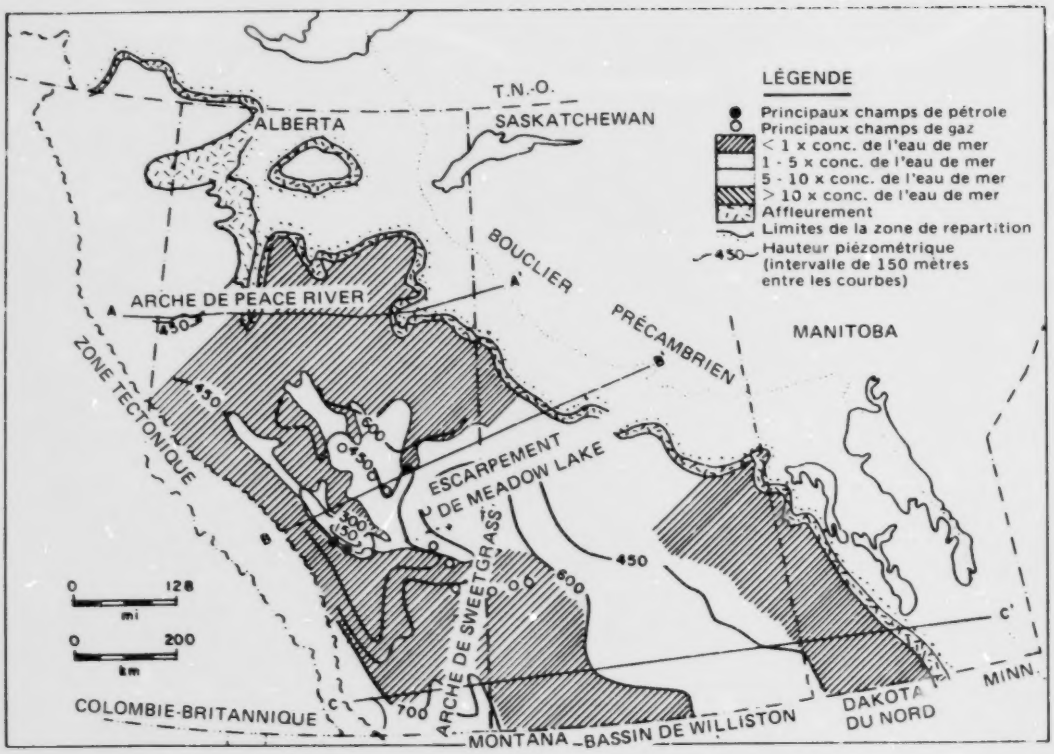


FIGURE 18 RÉPARTITION DE LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE, FORMATION DE VIKING (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

La sédimentation cyclique s'est poursuivie pendant le Crétacé supérieur, débutant par le dépôt des schistes marins du groupe du Colorado supérieur. Deux minces langues de sable se sont déposées à l'intérieur de ce groupe pendant des retraits peu importants de la mer. Elles contiennent toutes deux des hydrocarbures emprisonnés par les sédiments schisteux qui les confinent. La formation de Cardium contient 15 p. 100 des réserves restantes de pétrole et 2,4 p. 100 des réserves restantes de gaz (la plus grande partie se trouvant dans le champ de Pembina) alors que les sables de Medicine Hat contiennent 11 p. 100 des réserves restantes de gaz. La figure 19 montre la répartition de la formation de Cardium et la région où le développement des sables de Medicine Hat est le plus important.

2.1.2 **Hydrogéologie et hydrogéochimie.** Les relations entre les hauteurs piézométriques et les variations de la teneur en chlorures des fluides de formation illustrées aux figures 5 à 19 laissent croire que l'ensemble du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien comprend un système régional multicouche d'écoulement des eaux souterraines dont la limite inférieure se situe au sommet du socle précambrien ou à la base de zones à perméabilité de fissuration importante

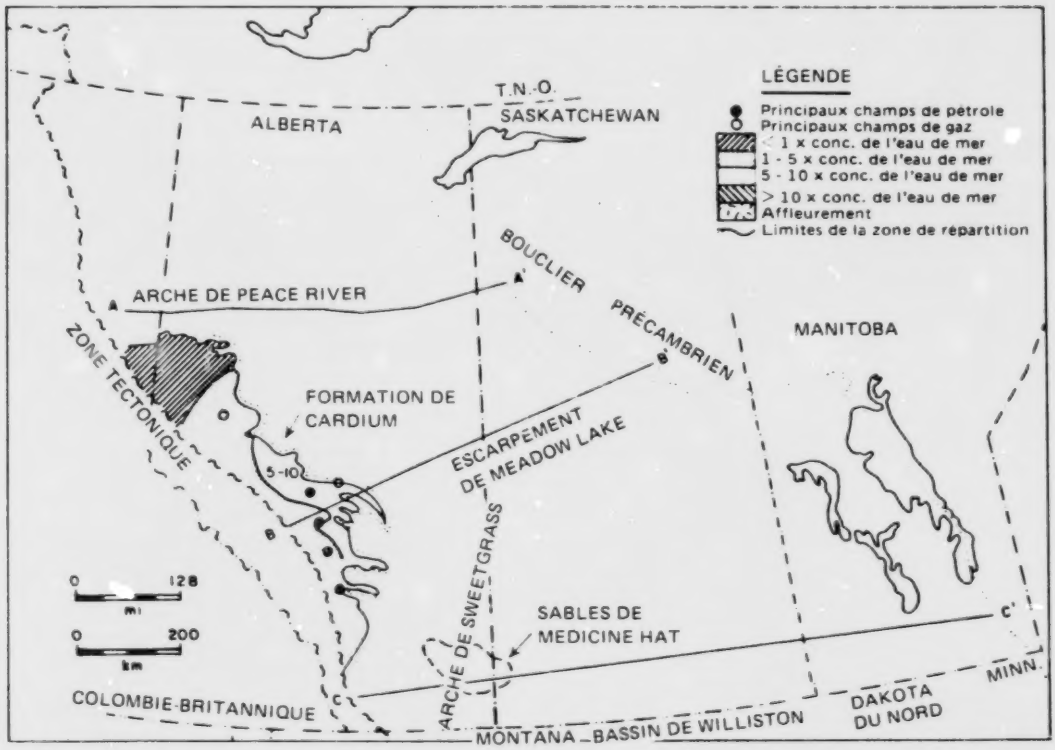


FIGURE 19 RÉPARTITION DE LA FORMATION DE CARDIUM ET DES SABLES DE MEDICINE HAT (tiré de Hitchon, 1964, avec modifications)

dans les roches du socle précambrien. L'alimentation du système se fait par infiltration des précipitations (surtout sous forme d'eau de fonte des neiges), et l'émergence s'effectue le long des principales vallées fluviales et aux affleurements orientaux des sédiments le long du Bouclier précambrien.

Hubbert (1940) a décrit le système régional classique d'écoulement régularisé des eaux souterraines. Freeze et Witherspoon (1967) ont présenté de nombreux diagrammes en coupe illustrant les effets sur le système d'écoulement de différentes configurations de la nappe phréatique et de la superposition ou de l'interdigitation de couches de perméabilité différente. Ces déductions théoriques des voies d'écoulement par des méthodes analytiques ou numériques constituent une excellente base conceptuelle pour entreprendre l'étude de systèmes réels. Elles montrent que, dans des conditions topographiques semblables à celles du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les zones d'émergence sont concentrées très près des vallées ou de l'extrémité du système. Cela signifie que, pour les trajectoires profondes d'écoulement dans le bassin, l'émergence survient seulement aux affleurements près du Bouclier ou le long des vallées profondement encaissées comme celles de la rivière de la Paix (Peace River) et de la rivière Clearwater dans le nord de l'Alberta.

L'alimentation s'effectue dans presque toute la région du bassin, et assure un important apport annuel d'eau au système. L'alimentation annuelle des eaux souterraines peut varier de moins de 5 p. 100 des précipitations dans les sédiments à grains très fins jusqu'à une valeur atteignant parfois 25 p. 100 dans les sédiments sableux (Whitaker, 1980b). Toutefois, l'alimentation du système d'écoulement profond dépend de l'ensemble des conductivités hydrauliques verticales des couches du bassin, qui n'ont pas encore été déterminées. Si l'on suppose qu'environ 5 p. 100 (2 cm) des précipitations annuelles assurent l'alimentation du bassin, cela représente un apport annuel au système de 26 milliards de mètres cubes d'eau. Le Saskatchewan-Nelson Basin Board (1972) a estimé à 126 millions de mètres cubes la quantité annuelle d'eaux souterraines extraite à toutes les fins, ce qui n'est qu'environ 0,5 p. 100 de l'alimentation supposée ci-dessus.

La figure 20 montre la répartition des formations aquifères peu profondes dans le bassin (profondeur inférieure à 500 m), contenant des eaux souterraines potables. Le tableau 5 présente les résultats d'analyses de l'eau représentatives de beaucoup des formations aquifères peu profondes, ainsi que les valeurs moyennes pour l'eau des formations produisant des hydrocarbures. Les teneurs en matières totales dissoutes (MTD) des formations aquifères peu profondes sont inférieures à 4000 mg/l, sauf pour la zone d'affleurement de carbonates dans le nord-est de l'Alberta.

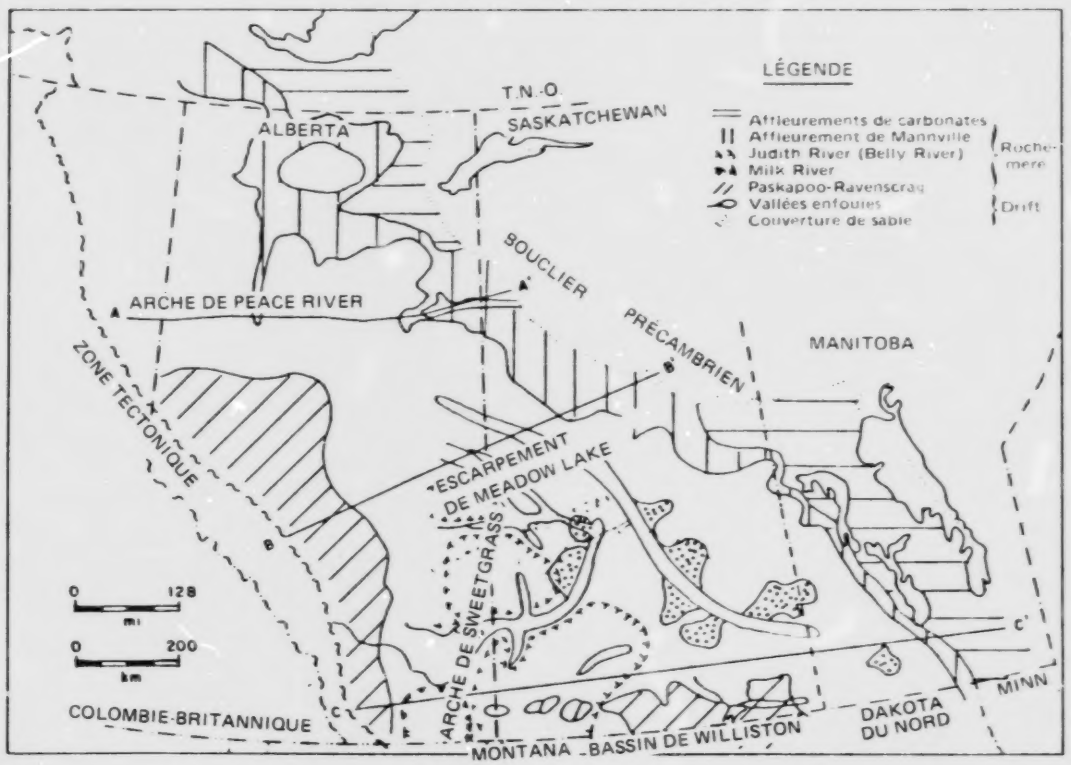


FIGURE 20 FORMATIONS AQUIFÈRES PEU PROFONDES DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN (profondeur < 500 m)

TABLEAU 5 CHIMIE GÉNÉRALE DE L'EAU SELON LES FORMATIONS

	MTD (mg/l)	Ca + Mg (mg/l)	Na + K (mg/l)	HCO_3 (mg/l)	SO_4 (mg/l)	Cl (mg/l)
Aquifères peu profonds (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972; Whitaker, 1980a)						
Couvertures de sable						
Brandon	500	100	15	320	50	5
Yorkton	1150	205	60	550	300	25
Régina	1300	250	80	600	300	5
Vallées enfouies						
Hatfield	1000-6000				800	180
Estevan	1700-2500					
Paskapoo	900	65	200	600	45	25
Judith River (Sask.)	1200-7500					
Recouvert par drift						
Sommet	2510	290	440	380	1520	10
Base	2100	10	730	1260	40	470
Recouvert par schiste						
Sommet	1500	10	530	530	380	240
Base	1320	5	480	940	20	190
Affleurements de Mannville						
Près du Bouclier	500					
Près du sous-affleurement	4000					
Affleurements de carbonate						
Manitoba	600	120	30	340	50	20
Alberta	Sources, lacs et puits jaillissants très salés					
Formations productives (valeurs moyennes approximatives tirées de Hitchon, 1964)						
Belly River (Alberta)	8360	660	2500	450	250	4500
Cardium	8620	660	2500	1260	200	4000
Viking	20180	780	6500	700	200	12000
Mannville	26670	1300	10000	1120	250	14000
Jurassique	13400	1000	4000	1400	1000	6000
Triasique	44070	1650	14000	1120	1300	26000
Mississippien	41540	1500	14000	840	1200	24000
Wabamun	61850	2650	20000	700	500	38000
Witerburn	100860	5300	31000	560	1000	63000
Woodbend (Leduc)	120960	7600	32000	560	800	80000
Beaverhill Lake	160800	3600	48000	300	900	108000
Eau de mer	34580	1670	10550	140	2650	18980

Alors que les eaux souterraines traversent les sédiments dans le système d'écoulement, leurs propriétés chimiques changent. Les précipitations qui s'infiltrent dans les prairies pénètrent dans les dépôts glaciaires. Les formations aquifères de la moraine contiennent habituellement des eaux renfermant du bicarbonate de magnésium et de calcium (ou des bicarbonates et des sulfates). Il se produit d'autres modifications chimiques lorsque les eaux souterraines pénètrent dans la roche-mère. Dans les régions du Manitoba et de la Saskatchewan où la roche-mère est composée de carbonates, il se produit peu de modifications, sauf aux endroits où les eaux salées d'un bassin profond ajoutent des ions sodium et des ions chlorure. Dans la région du nord de la Saskatchewan où la roche-mère est constituée de sédiments du groupe de Mannville, il y a peu de modifications près du Bouclier, mais plus au sud-ouest (gradient ascendant) vers le sous-affleurement, le sodium et le chlorure deviennent prépondérants et la teneur en matières totales dissoutes augmente à peu près jusqu'à 5000 mg/l au sous-affleurement. Dans la région des carbonates du nord-est de l'Alberta (roche-mère), les eaux souterraines sont en général salées à cause de la concentration des eaux rejetées dans cette région depuis la zone du Dévonien supérieur.

Dans le sud-est de l'Alberta et le sud de la Saskatchewan, la roche-mère est en général composée de schiste argileux du Crétacé, constitué surtout de montmorillonites sodiques. Dans cette région, il se produit un adoucissement naturel des eaux souterraines lors de leur passage de la moraine à la roche-mère. Le sodium remplace le calcium et le magnésium, l'action bactérienne réduit le sulfate et il y a addition de chlorure. Ce processus est illustré par les résultats analytiques représentatifs donnés au tableau 5 pour la formation de Judith River dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

D'après le tableau 5, il appert que la plupart des concentrations ioniques augmentent avec l'âge et la profondeur des sédiments. Cependant, dans la plupart des formations pétrolifères, la concentration ionique de l'eau est très variable (Hitchon, 1964), et l'effet de la dilution le long des principales trajectoires d'écoulement est évident du sommet jusqu'à la base du bassin (figures 5 à 19). En fait, comme Meneley (1972) l'a signalé, la teneur en matières totales dissoutes diminue dans toutes les formations aquifères profondes du bassin vers le nord-est dans la direction de l'écoulement des eaux souterraines. Cette diminution des MTD a été accentuée par l'inversion des gradients et le refoulement de l'eau douce causés par la surcharge due à la présence d'une couche de glace de plusieurs kilomètres d'épaisseur recouvrant toute la surface d'émergence pendant le Pléistocène. Dans la région des affleurements de Mannville et des affleurements de carbonates, l'alimentation tend à diluer l'eau, donc à annuler les rejets d'eau salée provenant du bassin profond.

On croit encore couramment que les fluides des formations profondes peuvent être constitués d'eau fossile déposée à l'origine avec les sédiments. Cependant, il est difficile de défendre cette affirmation dans le cas de fluides faisant partie du système d'écoulement. Christopher (1980) est l'un des rares géologues pétroliers qui semblent apprécier entièrement les effets de l'écoulement des eaux souterraines sur la migration du pétrole dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Par exemple, le bitume des sables bitumineux provient, du moins en partie, de plusieurs des formations du Dévonien supérieur, et il a dû s'écouler sous forme fluide jusqu'au site actuel des gisements. Il est donc fort peu probable que l'eau dite "fossile", considérablement moins visqueuse, n'ait pas suivi le bitume. Cela devient encore plus évident si l'écoulement des eaux souterraines est envisagé à l'échelle géochronologique. Si l'on suppose que le taux actuel de l'alimentation, qui est très faible, s'est maintenu pendant le dernier million d'années (soit moins de 1 p. 100 de tout le temps géologique écoulé depuis de début de la sédi-

mentation dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien), le volume total des eaux souterraines qui se sont écoulées dans le bassin dépasse le volume total de celui-ci. Le concept de l'eau "fossile" devient donc encore moins réaliste si l'on tient compte du temps géologique.

2.2 Sud-ouest de l'Ontario

Dans le sud-ouest de l'Ontario, on trouve les roches sédimentaires sur l'arche d'Algonquin séparant le bassin du Michigan, à l'ouest, du bassin des Appalaches, au sud-est. En comparaison du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la région est assez petite (106 000 km^2 contre 1 296 000 km^2), la séquence stratigraphique est mince (au maximum 2351 km contre 8855 km) et le potentiel en hydrocarbures est faible (0,15 p. 100 des réserves restantes de pétrole contre 96,45 p. 100). Cependant, vu la densité de population et le fait que la plupart des réserves de pétrole ontariennes ont été mises en exploitation avant la promulgation de règlements sur la protection de l'environnement, cette région mérite d'être étudiée.

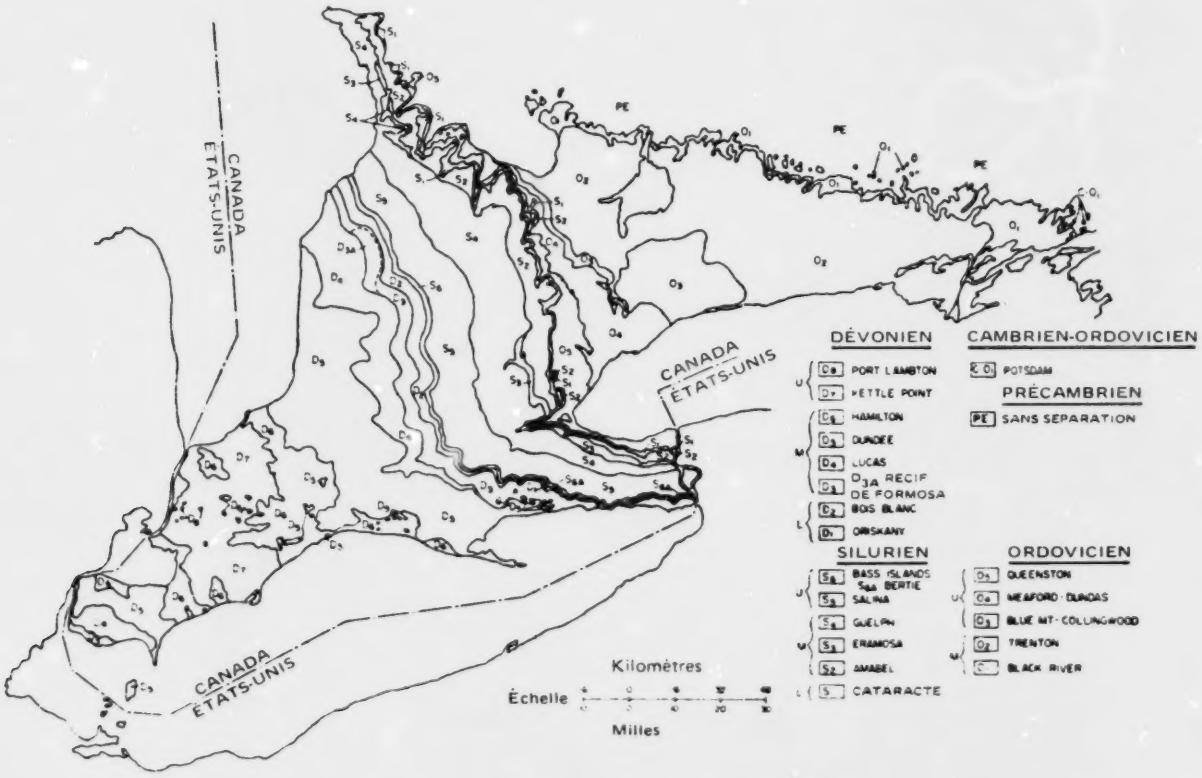


FIGURE 21 CARTE GÉOLOGIQUE DU SUD-OUEST DE L'ONTARIO
(Winder et Sanford, 1972)

La figure 2 montre la répartition des champs de pétrole et de gaz dans le sud-ouest de l'Ontario. Environ la moitié des réserves restantes de pétrole se trouve dans les roches cambriennes situées immédiatement au-dessus du socle précambrien dans le bassin des Appalaches. Les bassins sédimentaires de l'Ontario sont illustrés à la figure 1. L'autre moitié des réserves restantes de pétrole est répartie à peu près également entre les carbonates siluriens et dévoniens dans le bassin du Michigan. À peu près toutes les réserves restantes de gaz se trouvent dans les carbonates siluriens, mais elles sont réparties également entre le bassin du Michigan et celui des Appalaches. La figure 21 présente une carte géologique du sud-ouest de l'Ontario. Dans tous les cas, les hydrocarbures sont emprisonnés sur les flancs de l'arche d'Algonquin. La figure 22 illustre les formations du sud-ouest de l'Ontario.

On a foré, estime-t-on, plus de 100 000 puits dans le sud-ouest de l'Ontario, dont un bon nombre avant le début du XX^{e} siècle, à la recherche de pétrole dévonien très peu profond. Comme ces forages ont été effectués alors qu'il n'existait aucune mesure législative efficace destinée à protéger le milieu, les puits abandonnés ont servi de conduites permettant l'écoulement d'une formation à l'autre de l'eau douce et de l'eau salée, ainsi que des hydrocarbures. Une portion importante du pétrole en place pourrait être récupérée, du moins en principe, grâce aux procédés de récupération assistée. Cependant, cette entreprise serait vouée à l'échec, car dans bien des cas, le terrain a été transformé en "passoire" à la suite des forages de la fin du siècle dernier. De plus, le grand nombre de puits non tubés causerait des dangers écologiques importants.

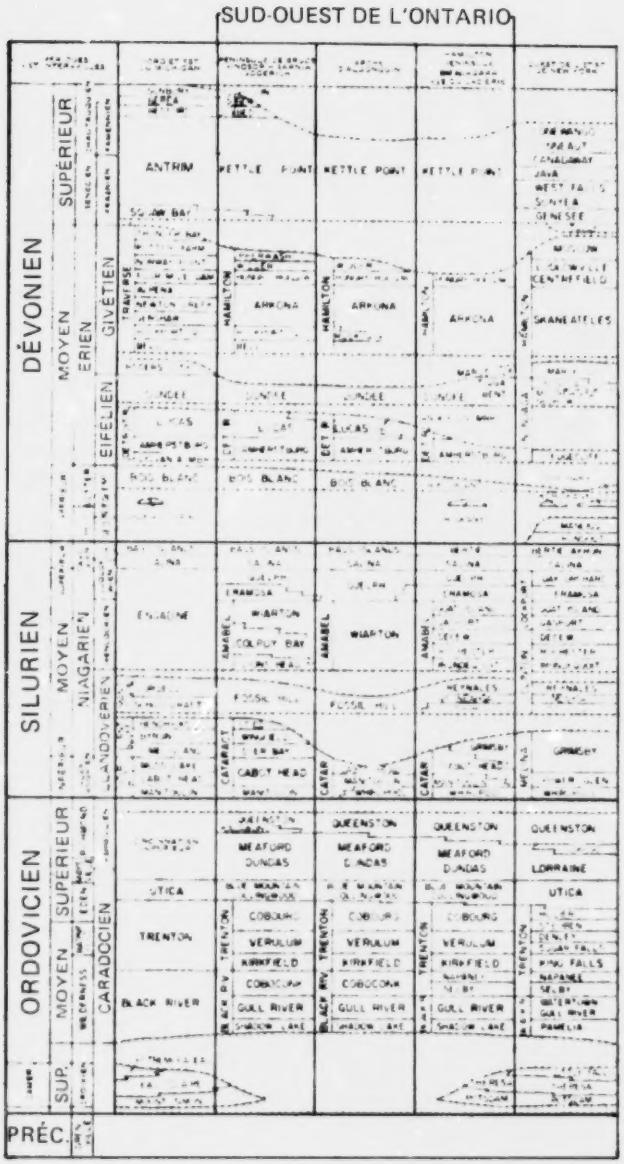


FIGURE 22 FORMATIONS GÉOLOGIQUES DU SUD-OUEST DE L'ONTARIO (Winder et Sanford, 1972)

3 FORAGE DES PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

3.1 Introduction

Au cours des trois dernières décennies, les forages se sont régulièrement accrus dans l'ouest du Canada, comme en attestent les statistiques sur le nombre de puits et le métrage de forage (tableau 6). En 1980, 98 p. 100 des complétions de puits au Canada étaient concentrées dans les Territoires du Nord-Ouest, les îles de l'Arctique et les quatre provinces de l'Ouest. Le tableau 7 présente un sommaire des complétions de puits au Canada.

Le forage peut provoquer plusieurs types de dégradations de la surface et du sous-sol:

i) Dégradations attribuables aux activités en surface;

ii) Dégradations résultant de l'utilisation et de l'élimination des fluides de forage ou de leur action pendant:

a) le forage de trous de surface,

b) le forage en profondeur,

c) la complétion;

iii) Dégradations résultant de l'élimination des déchets liquides aux emplacements de forage (ou de production);

iv) Dégradations attribuables au lessivage des déchets solides aux emplacements de forage (ou de production); et

v) Dégradations résultant de problèmes tels que la perte de circulation et les éruptions.

Dans le présent chapitre, nous examinerons en détail les divers aspects du forage, à l'intention de ceux qui ne sont pas associés à l'industrie pétrolière et qui connaissent mal les travaux que nécessitent le forage et la complétion d'un puits. Dans les cas où cela est pertinent, nous examinerons aussi les méthodes d'élimination en usage et les incidences environnementales de ces activités.

3.2 Choix et aménagement d'un emplacement

3.2.1 **Aperçu.** Avant d'installer la tour de forage à un emplacement, il faut effectuer un certain nombre de travaux préliminaires. Voici comment on procède généralement.

On doit obtenir un droit d'accès à l'emplacement; il faut également effectuer un relevé exact de la route d'accès et de l'emplacement du puits. Les surfaces concédées varient selon l'emplacement et la profondeur du puits, mais la largeur permise pour une route d'accès typique est généralement de 20 m, et l'on a d'ordinaire besoin de 1,5 ha de surface à l'emplacement du puits pour le forage. On coupe les buissons et on les brûle afin d'aménager la route et la concession; on récupère tous les arbres de qualité commercialisable. Les tableaux 8 et 9 présentent les exigences relatives à la route d'accès et à la concession pour les puits de pétrole et de gaz typiques. La qualité de la route aménagée dépend du degré de certitude de la productivité du puits. Dans le cas d'un puits d'exploration, on s'en tiendra à une piste non nivelée, alors qu'on aménagera une route nivelée de 10 m de largeur et revêtue au moins de gravier dans le cas d'un puits important où l'on prévoit faire du remplissage. Normalement, on déboise la totalité de la surface d'emplacement du puits pour assurer l'espace nécessaire au matériel, et l'on conserve la couche arable lorsque c'est possible.

TABLEAU 6 FORAGE DANS L'OUEST CANADIEN: NOMBRE DE PUITS ET MÉTRAGE
(Association pétrolière canadienne, 1981)

	Exploration		Développement		Total	
	Nombre	Mètres	Nombre	Mètres	Nombre	Mètres
Cum. jusqu'en 1947	1118	900861	950	1239858	2068	2140719
1947	129	125953	202	160688	331	286641
1948	179	208307	281	340034	460	548341
1949	275	352126	580	669524	855	1021650
1950	311	410170	859	946081	1170	1356251
1951	487	652801	933	1135229	1420	1788030
1952	900	1084089	1282	1571582	2182	2655671
1953	905	11[illegible]247	1334	1628611	2239	2785858
1954	928	1216705	1365	1575051	2293	2791756
1955	885	1212529	2050	2663245	2935	3875774
1956	899	1342829	2383	3379146	3282	4712975
1957	1058	1516179	1942	2753686	3000	4269865
1958	849	1275048	1667	2502804	2516	3777852
1959	939	1397939	1629	2476581	2568	3874520
1960	818	1335657	1718	2854036	2536	4189693
1961	769	1302665	1743	2888582	2512	4191247
1962	869	1397234	1640	2563288	2509	3960522
1963	1011	1579464	1850	2751836	2861	4331300
1964	1293	1833748	2007	2910220	3300	4743968
1965	1470	2078430	2163	2894937	3633	4973367
1966	1447	2050160	1605	2143615	3052	4193775
1967	1341	1913449	1537	1959486	2878	3872935
1968	1495	2257325	1500	1886373	2995	4143698
1969	1624	2149223	1553	1886851	3177	4046074
1970	1414	1884488	1522	1610239	2936	3494727
1971	1445	1861534	1489	1579190	2934	3449724
1972	1649	2176651	1936	1968887	3585	4145538
1973	2126	2403485	2271	1465742	4397	4869227
1974	1648	1971296	2319	2237618	3967	4208914
1975	1565	1715655	2467	2315283	4032	4030938
1976	2389	2301411	3104	3021340	5493	5322751
1977	2739	2803393	3237	3238430	5976	6041823
1978	3065	3529465	3913	3751819	6978	7281284
1979	2901	4111269	4554	4463970	7455	8575239
1980	3744	5234229	5188	5138500	8932	10372729

TABLEAU 7 COMPLÉTIONS DE PUITS – CANADA, 1980 (APC, 1981)

	Pétrole	Gaz	Abandon	Interruption*	Total Puits	Total Mètres
Territoires et îles de l'Arctique	4	5	7	-	17	37110
Colombie-Britannique	31	219	129	5	386	694785
Alberta	1639	3968	1365	23	7044	8397933
Saskatchewan	1099	49	295	-	1458	1219392
Manitoba	18	-	9	-	33	29113
Ouest du Canada	2791	4241	1805	28	8938	10378333
Ontario	12	91	119	3	238	124754
Québec	-	-	2	1	3	8253
Au large de la côte est	2	1	6	-	9	32644
Est du Canada	14	92	127	4	250	165651
Canada	2805	4333	1932	32	9188	10543984

*Statut indéterminé. Puits de gaz indiqués pour la plupart.

Lors de la préparation de l'emplacement, on aménage un bassin à boues destiné à l'élimination des fluides de forage, ainsi qu'une fosse de brûlage destinée à recueillir les matières combustibles pendant les essais. Le volume de ces deux types de fosses et leur configuration dépendent du volume de déchets prévu, qui est fonction du diamètre et de la profondeur du trou. D'habitude, on aménage une fosse de façon à laisser un franc-bord d'au moins un ou deux mètres à la fin des opérations de forage. Les directives relatives à l'environnement de l'Association pétrolière du Canada examinent en détail les configurations possibles des fosses (APC, 1980).

Le volume des fosses varie habituellement entre 1000 et 4000 m^3 au-dessous du franc-bord. Les dimensions nécessaires pour respecter ce volume sont donc de l'ordre de 3 à 4 m de profondeur, de 10 à 20 m de largeur et de 30 à 50 m de longueur.

3.2.2 **Réglementation**. En Alberta, le Department of the Environment Act accorde des pouvoirs étendus dans le domaine de la protection de l'environnement. Le Ministre a le pouvoir discrétionnaire d'exiger une évaluation des répercussions en fonction de la nature ou de la vulnérabilité de la zone touchée. Comme certains des objectifs de la Loi visent "la prévention et la réduction de la pollution" ainsi que la prévention de toute "activité ou opération entraînant la destruction ou l'altération d'une ressource naturelle", le Ministère a droit de regard sur tous les aspects environnementaux du forage des puits de pétrole.

Les principaux textes réglementaires visant le choix de l'emplacement et la conception, l'aménagement et l'exploitation des puits sont le Règlement édicté en vertu de l'Oil and Gas Conservation Act et le Règlement sur l'exploration du Mines and Minerals Act (AR 423/78),

TABLEAU 8 EXIGENCES RELATIVES À LA ROUTE D'ACCÈS ET À LA CONCESSION POUR UN PUITS DE PÉTROLE TYPIQUE

Exploitation de champ de pétrole	Chantier de forage (hectares)*	Route de concession (kilomètres)**	Route de concession (hectares)	Aire totale (hectares)	Hectares par section en exploitation***
1) 130 hectares/puits – Espacement marginal entre les réservoirs	1,5	1,2/50	1,4	2,9	5,8
2) 65 hectares/puits – Espacement le plus courant entre les puits de pétrole	1,5	0,8/50	0,9	2,4	9,6
3) 32,5 hectares/puits – Habituel pour puits intermédiaire	1,5	0,6/40	0,7	2,2	17,6
4) 16,25 hectares/puits – Espacement entre les puits de pétrole lourd classique	1,0	0,4/30	0,3	1,3	20,8
5) 8,1 hectares/puits – Espacement entre les puits de pétrole lourd récupéré par injection d'eau et combustion *in situ*	0,4	0,3/20	0,2	0,6	19,2
6) 4,0 hectares/puits – Espacement entre les puits de pétrole lourd récupéré par injection de vapeur et combustion *in situ*	0,4	0,3/20	0,02	0,6	38,4

* L'espacement est plus grand pour les puits plus profonds (il faut une plus grosse installation de forage et plus d'espace).

** Le rapport 1,2/50 signifie qu'au total, une route de 1,2 km est attribuable au puits, dont 50 % correspondent à la route principale. L'aire perturbée pour une route de concession représente 5 m de largeur pour la chaussée et 2,5 m de chaque côté pour les fossés. Les valeurs équivalentes pour la route principale sont de 7,5 m pour la chaussée et de 3 m de chaque côté pour les fossés. En général, les exploitations de pétrole lourd des n^{os} 4 à 6 n'utilisent au total que 2,5 m de largeur pour la chaussée et 1,0 m de chaque côté pour les fossés.

*** Ordre de grandeur; la présence ou l'absence de planification peut faire varier l'estimation.

TABLEAU 9 EXIGENCES RELATIVES À LA ROUTE D'ACCÈS ET À LA CONCESSION POUR UN PUITS DE GAZ TYPIQUE

Exploitation du champ de gaz	Chantier de forage (hectares)	Route de concession (kilomètres)*	Route de concession (hectares)	Aire totale (hectares)	Hectares par section en exploitation**
1) 1040 hectares/puits – Très large espacement entre les puits (bonnes conditions)	1,5	6,5/00	6,5	8,0	2,0
2) 520 hectares/puits – Large espacement	1,5	4,6/00	4,6	6,1	3,0
3) 260 hectares/puits – Espacement le plus courant	1,5	1,6/10	1,6	3,1	3,1
4) 130 hectares/puits – Puits intermédiaires; également courant lorsque le gaz est peu profond	1,5	1,2/25	1,3	2,8	5,6
5) 65 hectares/puits – Peu courant puits intermédiaires lorsque le gaz est peu profond	1,5	0,8/50	0,9	2,4	9,6

* Le rapport 6,5/00 signifie qu'au total, une route de 6,5 km sert d'accès au puits, dont 0 p. cent fait partie de la route principale. L'aire perturbée pour la route de concession représente 5 m de largeur pour la chaussée et 2,5 m de chaque côté pour les fossés. Les valeurs correspondantes pour la route principale sont de 7,5 m et de 3 m.

** Ordre de grandeur; la présence ou l'absence de planification peut faire varier l'estimation.

dont l'application est dévolue à l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) et au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), respectivement (Association pétrolière du Canada, 1981). Pour forer un puits, il faut faire une demande officielle auprès de l'ERCB, demande qui doit être accompagnée de la preuve de transfert des droits de propriété. L'ERCB pose des exigences touchant l'espacement des unités (article 4 de l'Oil and Gas Conservation Regulations et la proximité des plans d'eau (article 2.120). Cet organisme interdit qu'on fore un puits à moins de 100 mètres (ou davantage si nécessaire) du niveau habituel des hautes eaux d'un plan d'eau sans qu'il ait autorisé par écrit les mesures antipollution prévues.

Le Timber Management Regulations et le Prairie Protection Regulations, édictés en vertu du Forests Act et appliqués par le MERN, stipulent des exigences concernant le déboisement et la récupération du bois, afin de réduire au minimum les dommages à l'environnement et la surface altérée.

En Saskatchewan, les règlements régissant le choix et l'aménagement de l'emplacement sont fondamentalement les mêmes qu'en Alberta. En vertu de l'article 305 de l'Oil and Gas Conservation Regulations, on ne peut pas en Saskatchewan forer un puits dans une zone recouverte d'eau ou à moins de 250 pieds (76,2 m) d'un plan d'eau, sans l'approbation du Ministre. Des règlements spéciaux régissent le forage dans une zone d'exploitation commerciale de la potasse (article 306). Lorsque le forage s'effectue au-delà de l'évaporite de la prairie (formation dévonienne, voir figure 4), un tubage protecteur est requis et le fluide de forage doit être remplacé par du pétrole ou une boue saturée de sel. Les puits doivent être complétés de façon qu'il n'y ait aucune communication entre les strates; le tubage de production doit être cimenté par étapes à l'aide de ciment saturé de saumure, et au moment de l'abandon il doit être rebouché selon les normes appropriées. En Colombie-Britannique, les règlements comportent les mêmes exigences de base qu'en Alberta et prescrivent des autorisations analogues de la part des organismes de réglementation.

3.2.3 **Effets sur l'environnement.** Les opérations d'aménagement en surface sont, parmi toutes les activités de forage et d'exploitation, celles qui ont le plus de répercussions sur l'environnement. Uniquement pour les puits actuellement en exploitation, les terres modifiées (voir tableau 8) représentent au moins 4000 km^2. Cela ne comprend ni les puits abandonnés, ni les routes d'accès aux puits de reconnaissance, ni les routes de prospection sismique dans les régions éloignées, qui feraient plus que doubler cette valeur.

Sur les terres agricoles, l'effet des travaux tend à être minime, et se résume souvent à la perte d'une partie de la surface à des fins de production agricole. Si les règlements existants sont respectés, l'enlèvement temporaire de la terre végétale, la construction du bassin à boues et l'abandon de l'emplacement sur des terres cultivées augmentent rarement le potentiel d'érosion par le vent ou par l'eau. Après l'abandon de la concession et la restauration ultérieure de l'emplacement, le seul effet nuisible sur la terre agricole peut être la diminution de sa productivité pendant un certain nombre d'années. Dans ces régions, les effets sur l'environnement des activités de l'industrie pétrolière sont bien moins importants que ceux des activités agricoles, dont l'ampleur n'est dépassée que par le développement urbain, l'exploitation minière à ciel ouvert et l'exploitation forestière.

Cependant, dans les régions éloignées où l'industrie pétrolière exerce ses activités dans des régions boisées, dans des zones de pergélisol ou dans des milieux semi-aquatiques, le simple fait d'enlever la couche superficielle peut avoir un effet dévastateur sur le paysage. Par exemple, le dégel du pergélisol provoque des modifications irréversibles du paysage et peut

faire augmenter fortement le taux d'érosion, provoquant non seulement le ravinement et la destruction des profils fragiles, mais aussi, dans les cours d'eau et les lacs, une augmentation correspondante de sédiments pouvant menacer la vie aquatique de l'ensemble d'un bassin versant.

Dans les zones limites, il importe de déterminer la vulnérabilité du paysage au passage des véhicules et aux opérations de déboisement avant d'entreprendre l'exploration et le forage, afin que des mesures correctrices puissent être formulées.

3.3 Forage des trous de surface

3.3.1 Aperçu. Une fois l'emplacement aménagé, il ne manque qu'une source appropriée d'approvisionnement en eau avant qu'on ne puisse installer la tour de forage sur la concession. Caractéristiquement, le forage d'un puits de 3000 m exige de 500 à 1000 m^3 d'eau environ, dont 25 p. 100 à peu près sont consommés par des procédés ne permettant aucune récupération. Vu la possibilité de problèmes pendant le forage, on doit disposer d'un excédent d'eau.

L'eau servant aux opérations de forage est tirée d'habitude de sources superficielles ou de puits d'eau douce forés près de la tour. Sa provenance dépend de l'accessibilité de l'eau dans la région.

La tour de forage est ensuite installée sur la concession et l'on commence à forer le puits par battage au câble. Le trou de surface est en général creusé par jet plutôt que foré; le fluide de forage est alors constitué d'eau douce. La pénétration dans les sédiments se fait par l'action de jets concentrés de boue sortant à grande vitesse à la base du trépan, plutôt que par rotation du trépan (intrusion et drague). Le creusage par jets est analogue à l'abattage hydraulique dans l'exploitation minière.

On se sert parfois de boues de forage pour forer les trous de surface. Leur viscosité supérieure permet d'enlever les déblais plus efficacement et, dans certains cas, d'augmenter la masse de la boue afin de limiter l'écoulement de l'eau artésienne (Gray et coll., 1979). L'objet principal du trou et du tubage de surface est d'isoler du puits, pendant le forage, les sédiments non consolidés et les formations aquifères d'eau douce, et de contenir la pression en provenance des zones plus profondes.

Dans les trous de surface de moins de 200 m, on ajoute souvent de la chaux à la boue pour en augmenter la viscosité, surtout si l'eau utilisée est riche en sodium. Les ions calcium de la chaux provoquent la coagulation des argiles naturelles et donnent une boue de viscosité suffisante pour soulever les déblais. On utilise la chaux parce qu'elle coûte moins cher que la bentonite, mais elle peut causer une coagulation excessive, donner une viscosité trop élevée et favoriser un transfert important d'eau de la boue vers les formations. On utilise la bentonite si la profondeur est supérieure à 200 m; le forage est alors plus long. La quantité de chaux requise dépend de la qualité de l'eau utilisée et de la composition des matières argileuses pénétrées, qui peuvent toutes deux varier d'un puits à l'autre. Le traitement de la boue de démarrage tend à se faire de façon empirique, par accroissements de 1 kg par m^3 de fluide traité.

Lorsqu'on se sert de bentonite, la quantité requise augmente en fonction de la teneur en calcium de l'eau utilisée. Pour contrebalancer les effets nuisibles du calcium et pour assurer une meilleure protection contre la corrosion, on ajoute de la soude caustique en quantités variant de 0,5 à 1,5 kg/m^3 pour faire passer le pH du système à 10 ou 11. Bien qu'on se serve de bentonite et de soude caustique pour à peu près tous les trous de surface de plus de 200 m, il est impossible de prévoir les quantités utilisées pour un puits donné, car elles dépendent beaucoup

de la composition chimique de l'eau de forage et de l'argile pénétrée. La solubilité de la soude caustique dans une boue de forage est, elle aussi, imprévisible, car elle dépend de la température dans le puits.

Le tubage de surface est en général utilisé jusqu'à la première couche dite "compétente" de schiste argileux, ou jusqu'à une profondeur correspondant à 10 ou 15 p. 100 de la profondeur totale (on utilise la valeur la plus élevée). Le diamètre du trou de surface varie de 30 à 50 cm; il est parfois plus grand, en fonction de la profondeur totale prévue pour le puits et des exigences posées par le tubage de production. Le diamètre du tubage de surface est de 10 à 15 cm inférieur à celui du trou foré, et l'on introduit une couche de ciment de 5 cm dans l'espace annulaire compris entre le tubage et les parois du puits. La boue utilisée pour forer le trou de surface est déplacée par le ciment et rejetée dans le bassin à boues.

3.3.2 **Réglementation**. En Alberta, l'ERCB, en vertu de l'Oil and Gas Conservation Regulations, pose des exigences relatives à la longueur du tubage de surface par rapport à la profondeur totale. La profondeur requise dépend de la zone de forage, et l'ERCB peut prescrire des dispositions particulières pour un emplacement (articles 6.060 à 6.090). En général, le tubage de surface doit être enfoncé à plus de 25 m sous du sable ou du gravier non consolidé ou jusqu'à 10 p. 100 de la profondeur totale du puits, ou encore jusqu'à 10 p. 100 de la profondeur du puits lorsqu'on utilise un tubage intermédiaire (on utilise la valeur la plus basse). Lorsque le tubage de surface descend à moins de 180 m ou dépasse de moins de 25 m toute formation aquifère utilisée comme source d'eau potable à moins de 3 km du puits, la colonne de tubage suivant le tubage de surface doit être cimentée au moins jusqu'à 180 m ou jusqu'à 25 m sous la formation aquifère en question (Alberta, 1981, article 6.080, partie 4).

On a émis au besoin des règlements spéciaux pour certaines régions, par exemple, le sud-est de l'Alberta. La directive provisoire nº ID-OG-76-1 émise en 1976 comprenait deux dispositions touchant la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines dans la région en question. Pour assurer la protection des ressources d'eau douce, on a fait augmenter la profondeur minimale du tubage de surface dans des zones désignées bordant les deux principales rivières de cette région (Saskatchewan-Sud et Red Deer); les mêmes dispositions ont été prises à l'égard de tout forage à proximité d'un puits d'eau de consommation domestique.

Le ministère des Ressources minérales de la Saskatchewan exige qu'on utilise un tubage de surface sûr et approprié pour chaque puits (Oil and Gas Conservation Regulations, article 602). Le tubage doit dépasser d'au moins 50 pieds (15,25 m) la base de la moraine ou atteindre 10 p. 100 de la profondeur totale estimée (on utilise la valeur la plus élevée, ou toute autre profondeur prescrite par le Ministre). Il doit être disposé dans une formation imperméable ou enfoncé à travers celle-ci et cimenté selon les méthodes prescrites.

La Division 30 du règlement régissant le forage et la production en Colombie-Britannique stipule que le tubage de surface doit "être enfoncé à une profondeur minimale égale à 15 p. 100 de la profondeur totale prévue ou de la profondeur du tubage intermédiaire, mais au moins à 150 m sous la surface du sol et à 25 m dans une formation compétente, selon une méthode approuvée" et que l'espace annulaire doit être rempli de ciment à moins d'une autorisation expresse. Le tubage intermédiaire et le tubage de production doivent d'habitude être eux aussi cimentés dans les zones poreuses.

3.3.3 **Effets sur l'environnement**. Les principaux problèmes qui surviennent pendant le forage d'un trou de surface sont liés à la perte de circulation, c'est-à-dire à l'écoulement des fluides de forage dans le trou de sonde vers les formations déjà pénétrées ou en train de l'être.

Pour qu'il y ait perte de circulation, deux conditions préalables sont nécessaires: des formations perméables doivent avoir été pénétrées et la pression hydrostatique effective de la colonne de fluide dans le trou de sonde, à la hauteur de la formation perméable, doit être plus grande que la pression hydrostatique dans la formation. La perte de circulation peut aussi être provoquée par une fracturation induite qui, elle-même, est causée par la pression hydrostatique exercée sur la formation par la boue de forage et par d'autres activités telles que la circulation du fluide de forage et l'avancement des tubes (Moore, 1974).

La perte de circulation augmente de beaucoup le coût du forage et peut provoquer une pollution locale importante des ressources en eau potable souterraine. Seuls quelques rares cas ont été étudiés en détail dans la documentation, mais selon le ministère de l'Environnement de l'Alberta le nombre de cas de pollution des eaux souterraines par suite d'une perte de circulation n'est pas aussi restreint que le laissent supposer les études publiées. Cette affirmation a été confirmée par le personnel de diverses compagnies pétrolières. Voici les caractéristiques générales de la pollution des eaux souterraines des formations aquifères: turbidité, présence de boue de forage dans l'eau, augmentation significative du pH, diminution de la capacité du puits, présence dans l'eau du puits d'ions dissous caractéristiques de la boue de forage, etc. Dans la plupart des cas, les effets semblent être temporaires. Cependant, lorsque le gagne-pain du propriétaire du puits dépend d'une alimentation fiable en eau, toute interruption est pour le moins très perturbante, surtout dans les régions où les puits ont un faible rendement et où la production doit être constante pour maintenir le volume. Lorsque la compagnie qui effectue le forage d'un puits de gaz ou de pétrole reconnaît qu'elle peut être responsable, on peut, en général, résoudre le problème à l'amiable, bien qu'il puisse en coûter des sommes considérables à la compagnie. Cependant, si le propriétaire du puits d'eau ne peut rentrer dans ses frais que par voie de litige, le problème peut devenir très contrariant et très coûteux, à la fois en termes monétaires et sur le plan des relations publiques. Il peut, dans ces circonstances, être utile d'évaluer davantage les relations de cause à effet des pertes de circulation.

Les deux conditions préalables d'une perte de circulation, soit la perméabilité de la formation et la présence dans le trou de sondage d'une pression hydrostatique effective positive, peuvent en principe être contrôlées pendant le forage. Cependant, il semble que pendant le forage des trous de surface, qui traversent presque invariablement la partie de la séquence stratigraphique où se trouvent les formations aquifères d'eau douce, on prête moins attention aux conditions du milieu que dans les formations plus profondes. Bon nombre de problèmes de perte de circulation sont causés par le type de boue et les méthodes de forage utilisées. Dans la plupart des cas, les trous de surface sont forés avec de la boue de démarrage (voir section 3.3.1). Ce genre de boue possède des propriétés rhéologiques inférieures à celles d'une boue préparée et donne un cake de qualité moindre. Le cake est le dépôt laissé sur les parois du sondage après absorption de l'eau par une formation perméable. De plus, les trous de surface sont en général réalisés par jet plutôt que par forage.

Dans les sédiments non consolidés et les sédiments fracturés semi-consolidés, le forage par jet peut endommager le trou de forage par affouillement puis éboulement: les affaissements sont, de plus, favorisés par la turbulence dans l'espace annulaire entre les tiges et la paroi. L'élargissement différentiel du trou cause des variations importantes dans le régime d'écoulement du fluide de forage dans l'espace annulaire, ce qui influe énormément sur l'élimination des déblais par la boue de forage. Il s'ensuit un début d'obstruction par les déblais qui se déposent dans le puits, réduisant ainsi la vitesse de pénétration et augmentant la pression.

La pénétration plus lente expose plus longtemps les formations forées à l'action du trépan et, par conséquent, augmente les risques de ravinement.

La pression accrue fait augmenter la densité de la boue, ce qui accroît la différence de pression entre le puits et les formations voisines, augmentant ainsi les risques de perte de circulation. De plus, pour contrebalancer la pression accrue dans le puits, on augmente la pression de la pompe à boue pour remonter vers la surface les déblais et les débris d'éboulements. Si les formations sont compétentes, les déblais et les débris d'éboulement peuvent être remontés par l'augmentation de pression. Cependant, dans les sédiments situés près de la surface, qui sont non consolidés ou semi-consolidés et toujours fracturés, la pression effective résultante exercée par le fluide dépasse presque à tout coup la pression de rupture de la formation. Il se crée alors des fractures ou il y a ouverture de celles qui existent déjà. Lorsqu'il y a création ou ouverture d'une fracture, la boue qui s'y engouffre à un débit élevé affouille ses parois et l'agrandit. Même si l'on réduit la pression, les matières plus grossières de la boue étayent les parois de la fracture et empêchent celle-ci de se refermer, et la perte de circulation persiste toujours.

Lorsque la perte de circulation a été maîtrisée, la perte de fluide vers la formation environnante diminue et, au lieu d'une perte complète de boue, devient une perte d'eau libre. L'importance de cette perte d'eau libre dépend de la qualité du cake, c'est-à-dire de la perméabilité de la formation, et de la différence entre la pression hydrostatique effective et la pression hydrostatique dans la formation. Comme la phase liquide de la boue de forage contient une quantité considérable d'ions dissous, la pollution des formations aquifères d'eau douce se poursuit, mais d'une façon moins importante que par perte directe de la totalité du fluide de forage.

3.4 Forage en profondeur

3.4.1 Aperçu. Lorsque le forage du trou de surface est terminé et que le tubage de surface est fixé en place à l'aide de ciment, c'est le début de la principale opération de forage (figure 23). Le diamètre du trépan du trou principal a de 2 à 5 cm de moins que le diamètre intérieur du tubage de surface. La figure 24 montre le schéma d'une installation typique de forage rotary.

On retire le sabot du tubage de surface et l'on poursuit le forage en profondeur. Selon la région où s'effectuent les opérations, le nombre de formations contenant des hydrocarbures que l'on prévoit rencontrer et les raisons qui ont motivé le forage, on peut utiliser un, deux ou plusieurs types de boues.

Le fluide de forage choisi dépend des caractéristiques géologiques de la région. Il peut être constitué d'air, d'eau douce ou de mélanges complexes d'argiles et de produits chimiques. Toutefois, quelle que soit sa composition, la boue de forage sert toujours aux fins suivantes:

i) Éliminer les déblais de forage en les entraînant depuis la base du puits jusqu'à la surface;
ii) Mettre les déblais en suspension lorsque c'est nécessaire, puis les relâcher à la surface;
iii) Équilibrer les pressions sous la surface;
iv) Lubrifier et refroidir le trépan et le train de tiges;
v) Assurer la stabilité du trou de forage;
vi) Protéger la productivité de la formation; et
vii) Fournir le maximum de renseignements sur la formation pénétrée (Moore, 1974; Gray et coll., 1979).

L'utilisation d'additifs et de bonnes techniques de forage permettent à la boue de remplir ces fonctions. Si la boue présente une déficience, il peut y avoir perte de circulation, délitage des marnes et coincement des tiges en cours de forage, ou encore éruption lorsqu'un gisement est atteint.

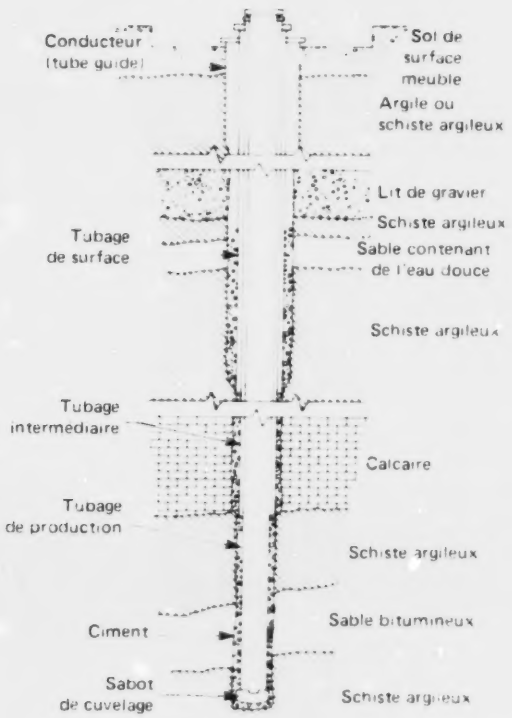


FIGURE 23 CUVELAGE ET TUYAU UTILISÉS DANS UN PUITS (tiré de *Facts About Oil*, American Petroleum Institute, avec modifications)

Voici, en résumé, les différents types de boues utilisés:

i) À l'eau douce;
ii) À l'eau salée;
iii) À base d'huile;
iv) Polyémulsionnée; et
v) Bullée à l'air ou au gaz.

Le choix du type de boue dépend de son coût, des frais reliés au forage, des exigences relatives à l'évaluation des caractéristiques du puits, et des problèmes prévus.

Le volume de boue utilisé doit toujours être suffisant pour remplir le trou et assurer un excédent de 10 à 25 p. 100. Ce volume augmente proportionnellement à la profondeur. Si le puits est considéré économiquement productif après forage jusqu'à la profondeur totale, un tubage de production est enfoncé jusqu'au fond. D'ordinaire, ce tubage n'est cimenté que jusqu'à environ 300 m au-dessus des horizons pouvant éventuellement s'avérer pétrolifères.

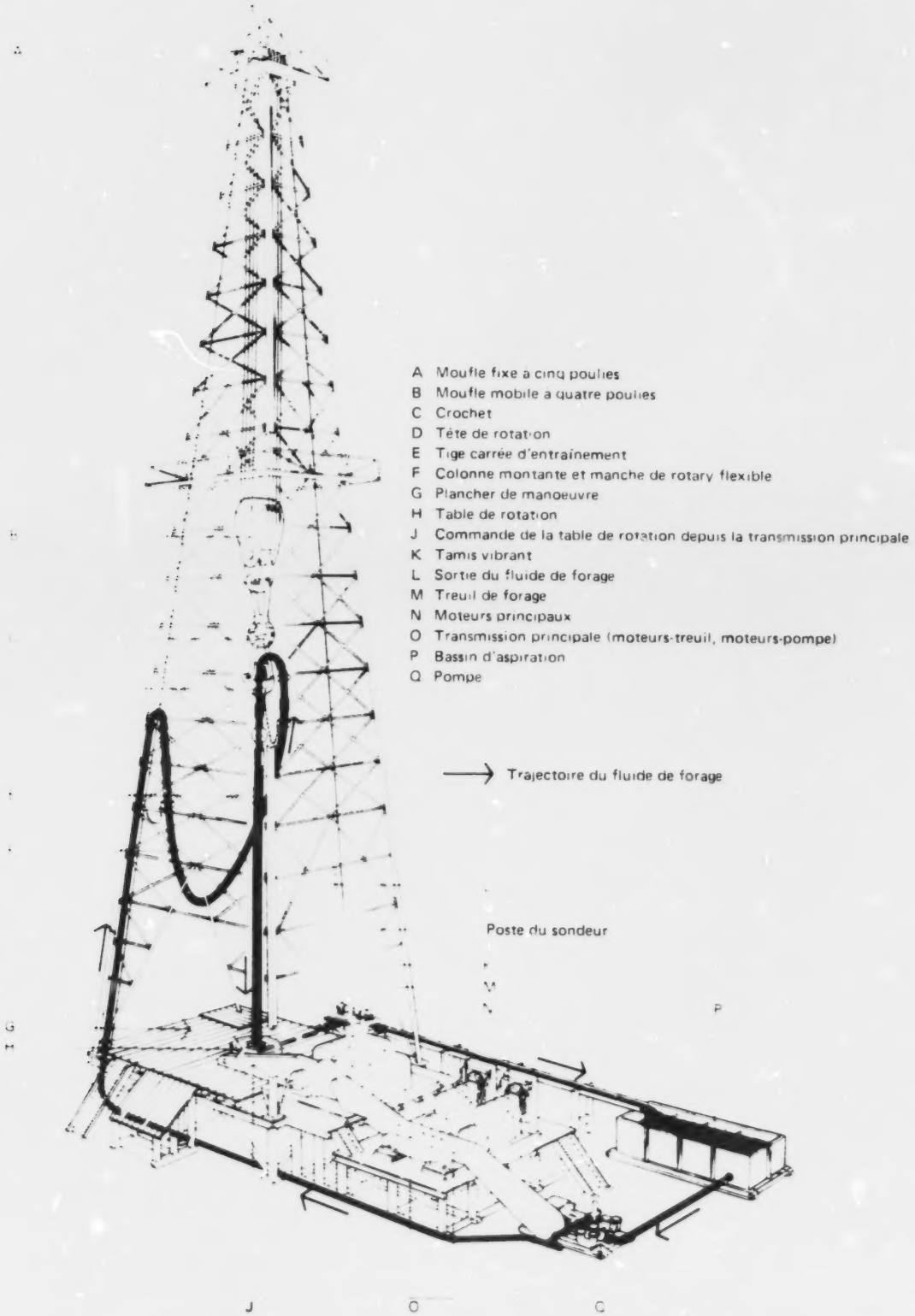


FIGURE 24 SCHÉMA EN PERSPECTIVE D'UNE INSTALLATION DE FORAGE ROTARY
(tiré de *The Petroleum Handbook*, 5e édition, Shell International Co. Ltd., 1966)

La cimentation repousse la boue de forage du puits jusqu'aux bassins en surface. Les zones susceptibles de produire des hydrocarbures sont cimentées. L'espace annulaire compris entre le sommet du ciment et la surface, ou dans les intervalles entre les bouchons de cimentation, contient toujours de la boue à la fin du forage. On perce des trous à travers le tubage et le ciment dans les zones productives éventuelles pour en extraire les hydrocarbures.

Un puits est abandonné lorsqu aucune zone pétrolifère capable de produire à un débit rentable n'a été pénétrée. On place alors des bouchons de cimentation dans le puits afin d'isoler les zones pouvant contenir des hydrocarbures. Pour diverses raisons, il est arrivé qu'on réintroduise le train de sonde dans un puits sec abandonné et, dès un an après le forage, on a observé que les parois du trou s'étaient effondrées considérablement. Après environ cinq ans, l'effondrement est si important qu'il n'y a plus d'avantage financier à utiliser un ancien trou de forage. Cela illustre le fait que les voies d'écoulement créées dans les formations par la surpression de forage ont tendance à se boucher lorsque la pression est éliminée; mais on ne connaît pas l'importance de ce phénomène.

Les zones de matières superficielles non consolidées sont normalement munies d'un tubage afin d'empêcher la pénétration de liquides provenant de formations plus profondes dans les formations aquifères d'eau douce; cependant, on ignore si ce tubage demeure intact à long terme. Pour prévenir davantage les possibilités de venue d'eau ou d'écoulement entre les formations, on laisse du fluide de forage dans le puits abandonné; ce fluide exerce une pression hydrostatique sur toutes les zones exposées. S'il n'y a pas de zones à pression anormale, les zones non cimentées sont celles où il n'y a pas d'écoulement, ou qui exercent une pression hydraulique égale à celle de toutes les autres zones. On ne considère donc pas que les formations aquifères soient particulièrement menacées, à moins qu'il y ait une pression anormale dans la zone même qui peut renfermer de l'eau.

La complexité du système d'utilisation de la boue de forage dépend essentiellement des caractéristiques géologiques de l'emplacement, de la profondeur prévue pour le puits, des horizons traversés et, en grande partie, des préférences et de l'expérience passée de l'ingénieur. Plus le forage est profond, plus la température est élevée et plus la texture et la composition chimiques de la roche forée sont variées. Toutes ces variations ont un effet sur la composition de la boue utilisée.

À cause des températures plus élevées et de leurs répercussions sur certains matériaux de forage communs, le forage de puits profonds exige des techniques spéciales. Bon nombre des additifs les plus courants servant à régler la viscosité, la capacité de filtration et la masse de la boue de forage sont instables ou inefficaces lorsque la température approche 120 °C. Dans ces cas, on se sert de polymères organiques plutôt que d'argiles (p. ex. la carboxyméthylcellulose) pour limiter la perte d'eau libre, et de lignosulfonates modifiés pour régler la viscosité (Loy, 1975).

Voici une liste générale des fluides de forage typiques utilisés dans l'Ouest canadien.

i) Boues à l'eau douce:
- Boues de démarrage
- Boues naturelles
- Boues traitées chimiquement

ii) Boues à l'eau salée:
- Boues à l'eau de mer
- Boues saturées de sel

iii) Boues à base d'huile:
- Boues émulsionnées inverses

iv) Boues polyémulsionnées
v) Boues bullées:
- À l'air ou au gaz naturel
- À la mousse

vi) Eau pure:
- Traitée chimiquement

Le tableau 10 présente les divers constituants utilisés et leur concentration dans des boues typiques. Le tableau 11 donne un résumé des additifs les plus courants et de leur fonction.

Dans l'Ouest canadien, on estime que la boue à l'eau douce naturelle est utilisée jusqu'aux schistes argileux du Colorado (formation du Crétacé supérieur) (figure 4) dans plus de 75 p. 100 des forages. On ajoute des produits chimiques lorsque le forage se fait dans les schistes du Colorado, afin d'éviter le délitage des marnes et l'éboulement du puits, ainsi que pour se préparer à rencontrer des zones productives potentielles.

Dans l'industrie pétrolière, on utilise avec succès des boues à base d'huile depuis de nombreuses années. Elles servent à réduire les effets néfastes de l'eau sur certaines formations productives (par exemple, les argiles gonflantes) et à conserver au puits sa stabilité dans des formations qui, au contact de l'eau, pourraient être sujettes à des éboulements ou des effondrements. Elles diminuent aussi le frottement des tiges et aident donc à éviter qu'elles ne se coincent. Loy (1975) traite de la conception et de la composition des boues à base d'huile. En général, la base est constituée d'huile diesel, qui est souvent émulsionnée d'eau. La quantité d'eau émulsionnée détermine le type des boues à l'huile: celles contenant plus de 5 p. 100 d'eau en volume sont souvent appelées "boues émulsionnées inverses à base d'huile". Les additifs les plus fréquents des boues à base d'huile sont des émulsifiants, de la chaux, des gélifiants, des agents réglant les caractéristiques de la filtration, des agents mouillants et, au besoin, des alourdissants.

L'utilisation occasionnelle de chlorure de potassium pour limiter le délitage des marnes mérite une certaine attention de la part des chercheurs, à cause de la forte toxicité de cette substance.

Au cours des années 50, on a commencé à se servir d'air comme milieu circulant. Les chercheurs ont alors constaté que, lorsque la venue d'eau depuis la formation est à peu près nulle, le forage à l'air peut prolonger la durée du trépan, augmenter la vitesse de pénétration et réduire au minimum la quantité d'eau utilisée; de plus, il n'y a pas de pollution du milieu (Lorenz, 1980). On se sert d'air pour préserver aussi l'intégrité des carottes, particulièrement dans le cas des sables pétrolifères.

Lorsque des sables aquifères ou pétrolifères sont traversés, on procède au forage par lançage d'émulsion, c'est-à-dire par injection dans le jet d'air d'un mélange d'agent moussant et d'eau. La quantité d'eau utilisée est maintenue au minimum et varie de 6 à 12 barils à l'heure; le type et la quantité d'agent moussant et d'eau utilisés dépendent du type et de la quantité de fluide produit (Anonyme, 1969).

On utilise des boues aérées (produites par pompage d'air et de boue dans le puits) pour forer dans des sables aquifères, avec perte de circulation, lorsqu'il est impossible d'utiliser uniquement de l'air ou de l'eau.

Dans certaines formations, l'emploi de mousse peut constituer une solution aux problèmes de perte de circulation. On s'est servi avec succès de mousse pour le forage de puits où l'on prévoyait des pertes de fluide, l'agrandissement du trou de sondage, le gonflement ou l'éboulement; cependant, la mousse ne convient pas au forage dans les zones de pression élevée à cause de la faible pression hydrostatique qu'elle exerce. Puisque la mousse n'est pas recyclée, elle ne nécessite aucune installation pour éliminer les solides des boues (Gould et Maxwell, 1979).

TABLEAU 10 COMPOSITION DE BOUES DE FORAGE TYPIQUES

Constituant		Concentration (kg/m^3 de boue)
1)	Boue à l'eau douce	
1.1	Eau	de 500 à 1000
1.2	Bentonite	de 40 à 80
1.3	Lignite	de 3 à 15
1.4	Lignolsulfonate	de 6 à 30
1.5	Caustique	de 1.5 à 4.0
1.6	Barytine	de 0 à 1500
2)	Boue à l'eau salée	
2.1	Eau	de 500 à 1000
2.2	Sel (NaCl)	de 250 à 350
2.3	Attapulgite	de 75 à 100
2.4	Amidon	de 7.5 à 15.0
2.5	Formaldéhyde	de 0.5 à 1.5
2.6	Chromate de sodium	de 1.5 à 3.0
3)	Boue à base d'huile	
3.1	Pétrole de densité moyenne à gas-oil	de 400 à 650
3.2	Eau	de 100 à 150
3.3	Chlorure de calcium	de 40 à 70
3.4	Émulsifiant (savon, polyamides)	de 15 à 60
3.5	Lignite aminé	de 0 à 30
3.6	Argile aminée	de 6 à 12
3.7	Barytine	de 0 à 1500
4)	Boues bullées	*kg/h de forage*
4.1	Agent moussant-savon	de 2 à 25
4.2	Chromate de sodium	de 2 à 20
4.3	Bentonite	de 100 à 200
4.4	Carboxyméthylcellulose de sodium	de 2 à 10
5)	Fluide de forage à l'eau pure*	*Solubilité maximale (kg/m^3 de fluide)*
5.1	Chlorure de sodium	1150
5.2	Chlorure de calcium	1400
5.3	Bromure de calcium	1700
5.4	Bromure de zinc	2300

*Sert à éliminer les matières colloïdales. Des mélanges de sels solubles sont préparés pour obtenir un liquide ayant la densité souhaitée. N'est pas utilisé pour le forage, mais comme fluide de complétion.

Note: On considère que le gradient de séparation du sol est d'environ 230 g/cm^2 . m de profondeur (c.-à-d. 2300 kg/m^3 de fluide).

TABLEAU 11 ADDITIFS COURANTS DES BOUES DE FORAGE

Additif*	Quantité ajoutée (kg/m^3)	Avantage/fonction
1) Augmentation de la masse		
1.1 Barytine	de 0 à 1500	Ne modifie pas la viscosité
1.2 Galène	de 0 à 1000	En cas de très grande pression
1.3 Carbonate de calcium	de 0 à 600	Complètement soluble, peut être éliminé de la zone de production
2) Augmentation de la viscosité (épaississants)		
2.1 Bentonite	de 0 à 100	Le plus courant
2.2 Carboxyméthylcellulose	de 0,5 à 3	Forage à l'air comprimé
2.3 Guar	de 1,5 à 5	Boues salées
2.4 Polyacrylate de sodium	de 0,5 à 3	Adjuvant de la bentonite
2.5 Attapulgite	de 75 à 100	Boues salées
3) Réduction de la viscosité (fluidifiants)		
3.1 Tétraphosphate de sodium	de 0,7 à 1,5	Soluble dans l'eau
3.2 Pyrophosphate acide de sodium	de 0,7 à 1,5	Soluble dans l'eau
3.3 Tannins – Tsuga	de 2,5 à 3,0	Peu soluble
3.4 Lignite	de 4,0 à 15,0	Peu soluble
3.5 Lignosulfonate de chrome	de 5,0 à 10,0	Peu couteux
3.6 Caustique	de 1,5 à 4,0	Additif courant
3.7 Lignosulfonate de Na, Fe et Cr	de 2,5 à 100	Traitement des boues contenant du ciment
4) Réduction de la perte de circulation et de la perte de fluide		
4.1 Bentonite	de 0 à 100	Le plus courant
4.2 Amidon	de 5,0 à 15,1	Besoin d'un milieu de faible viscosité
4.3 Paraformaldéhyde	de 1,5 à 3,0	Conservation de l'amidon
4.4 Pétrole	de 0 à 5 % du volume	Émulsion de colmatage
4.5 Coquilles de noix	de 15 à 150	Colmatage
4.6 Bran de scie	de 15 à 150	Colmatage
4.7 Paillettes de cellophane	de 15 à 150	Colmatage
4.8 Ciment	de 15 à 150	Colmatage
4.9 Mica	de 15 à 150	Colmatage
5) Inhibiteurs de corrosion		
5.1 Chromate de sodium	de 1,5 à 30	Le plus courant
5.2 Sulfite		
6) Émulsifiants		
6.1 Savon et détergents	Appellations commerciales	
6.2 Pétrole brut ou gas-oil	de 0 à 50 %	
6.3 Chaux vive	de 15 à 40 %	
6.4 Eau saturée de sel	de 0 à 50 %	

*On peut trouver des listes de constituants additionnels dans diverses publications commerciales.

Le tableau 12 donne des estimations des volumes de boue rejetée à la surface dans le cas de plusieurs puits de forage typiques. On doit souligner que les volumes indiqués représentent des volumes idéals, et qu'ils peuvent servir à évaluer la quantité minimale de constituants des boues dans le bassin de surface. Les données des tableaux 11 et 12 permettent d'évaluer la quantité minimale d'un constituant donné dans le bassin. Ces évaluations ne représentent pas les concentrations réelles des divers constituants dans l'ensemble du liquide du bassin. En plus de la boue, il y a production d'une quantité importante de déblais dont on doit se débarrasser après le forage du puits. Le tableau 13 donne le volume et la masse des matières retirées pour des puits de diverses profondeurs et divers diamètres. Les estimations des volumes de résidus produits ne tiennent pas compte du volume de fluide de forage rejeté dans le bassin sous forme d'une pellicule recouvrant les déblais. De fortes quantités d'eau non traitée provenant du lavage de l'installation de forage, de l'écoulement des eaux sur le terrain de la concession, etc., sont aussi rejetées dans le bassin. Le volume total de liquide dans le bassin ainsi que sa composition sont très variables, et on ne peut les déterminer que par échantillonnage et dosage.

TABLEAU 12 VOLUMES TYPIQUES DE BOUE DE FORAGE ÉLIMINÉE EN SURFACE

	Volume éliminé (m^3)				
	Diamètre du puits de forage (cm)				
	20	25	30	40	50
Boue de démarrage – profondeur du trou de surface					
100 mètres	-	-	10	20	-
250 mètres	-	-	-	50	75
500 mètres	-	-	-	95	150
Boues de forage – profondeur finale du système					
600 mètres	30	45	65	-	-
900 mètres	25	50	70	-	-
1500 mètres	30	65	100	-	-
2000 mètres	50	75	120	-	-
2500 mètres	55	85	140	-	-
3000 mètres	60	100	160	-	-

Notes: a) On a supposé un volume de fluide de forage excédentaire de 50, 35, 30, 25, 20 et 20 % aux profondeurs de 600, 900, 1500 m, etc., respectivement.

b) On a supposé que le ciment remplirait les 500 m inférieurs de l'espace annulaire compris entre le trou de sondage et le tubage, sauf dans le cas de puits de 600 m qui est cimenté jusqu'à la surface.

TABLEAU 13 VOLUME/MASSE DE DÉBLAIS RETIRÉS DU PUITS PENDANT LE FORAGE

	(m^3/tonne métrique)				
	Diamètre du puits de forage (cm)*				
	20	25	30	40	50
Profondeur typique du trou de surface					
100 mètres			7,1/9,4	12,6/16,7	
250 mètres				31,4/41,6	49,1/65,1
500 mètres				62,8/83,2	98,2/130,1
Profondeur finale typique					
600 mètres	18,9/25,0	29,5/39,1	43,1/57,1		
900 mètres	28,3/37,5	44,2/58,6	64,7/85,7		
1500 mètres	47,1/62,4	73,6/97,5	107,8/142,8		
2000 mètres	79,5/104,0	98,2/130,1	143,8/190,5		
2500 mètres	98,2/130,1	122,7/162,6	179,7/238,1		
3000 mètres	117,8/156,1	147,3/195,2	215,7/285,8		

*20 à 30 cm: diamètre typique du puits de forage au-delà du tube-guide
30 à 50 cm: diamètre typique du trou de surface

On suppose que la densité des matières retirées est de 2,65.

Parmi les autres polluants qu'on trouve fréquemment dans les bassins des emplacements de forage, on compte:

i) Les liquides de pétrole, y compris les huiles et le carburant déversés au cours des opérations de forage, ainsi que le pétrole ou les condensats déversés lors d'un essai de production, et qui s'écoulent vers les bassins;

ii) L'eau salée qui s'écoule lors d'un essai de production donnant de l'eau; et

iii) Les savons et les détergents qui s'écoulent lors du lavage de l'installation de forage et des opérations d'entretien général.

La composition brute de beaucoup de ces polluants est en grande partie imprévisible; on peut cependant affirmer que les quantités globales augmentent avec la taille de l'installation de forage et la profondeur du puits. De toute évidence, les résidus d'une opération de forage contiennent une grande variété de matières et de produits chimiques. Des toilettes chimiques servent en général à l'élimination des eaux usées domestiques.

3.4.2 **Méthodes d'élimination et réglementation.** En vertu de l'article 8.150 de l'Oil and Gas Conservation Regulations de l'Alberta, le détenteur de permis ou l'exploitant doit assurer le confinement des résidus liquides (y compris les fluides de forage) et les éliminer de façon à ce que "l'air, le sol et les sources superficielles ou souterraines d'eau potable ne soient pas ou ne risquent pas d'être polluées". S'il faut que les résidus soient évacués de l'emplacement, le mode d'élimination doit être approuvé par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles lorsque l'aire d'élimination est située sur des terres publiques ou, autrement, par l'ERCB. Les fosses à parois en terre destinées au stockage des résidus doivent être situées et endiguées de façon à ne pas recevoir d'eau de ruissellement. Si le relief empêche l'aménagement de fosses adéquates de ce type, les résidus doivent être conservés dans des réservoirs jusqu'au moment d'être éliminés à un emplacement approuvé. Les méthodes d'élimination elles-mêmes ne sont pas précisées, et le choix en est laissé à l'organisme de réglementation compétent.

Après élimination de la plus grande partie de la boue de forage, on rejette les déblais dans une fosse à parois en terre. Le fluide de forage, qui fait toujours partie du système de boues, est en général stocké dans des réservoirs d'acier, sauf dans le cas de certains puits de gaz peu profonds où il est stocké dans des fosses à parois en terre. Lorsque la teneur en matières solides de la boue atteint un niveau inacceptable par suite d'un mauvais fonctionnement du système d'élimination des matières (dessableurs et désilteurs), une partie du fluide de forage est drainée et rejetée dans le bassin. De même, lorsque le type de fluide de forage est changé, l'ancienne boue est rejetée dans le bassin. En général, le bassin sert de réceptacle pour les boues à base d'eau (douce ou salée) (tableau 10). Il accueille tous les déchets liquides produits à l'installation de forage (huile à moteur usée, huile diesel, détergents servant au lavage de l'installation de forage, liquides utilisés pour les essais, etc.), car l'écoulement superficiel se fait de façon que tous ces déchets se retrouvent dans le bassin.

Dans les régions écologiquement fragiles, la manutention et l'élimination de déchets liquides sont réglementées de façon beaucoup plus stricte. La zone de forage et les bassins sont recouverts de membranes imperméables. Lorsque l'élimination sur place n'est pas permise, le bassin est constitué en général de bacs à boues en acier. À cause de la capacité limitée de stockage de ces bacs, le liquide et les déblais sont régulièrement retirés, transportés et éliminés dans un autre bassin situé dans une région moins vulnérable.

Pendant les opérations normales de forage, à mesure que le fluide de forage remonte à la surface, les constituants indésirables qui s'y sont accumulés sont éliminés et la plus grande partie du fluide est recyclée. La figure 25 illustre un circuit typique de traitement des boues. Le gaz (hydrocarbures) non piégé dans le fluide de forage est enlevé dans un séparateur boue-gaz. L'appareil en question laisse sortir le gaz à son sommet et la boue à sa base. Le gaz est ensuite évacué vers une fosse de brûlage.

Le fluide de forage passe ensuite du séparateur boue-gaz aux tamis vibrants (ou vibrateurs de boues) qui ont des tailles et des formes différentes et qui laissent passer le liquide vers les bassins de décantation. Les matières solides restent sur le tamis et sont rejetées dans le bassin.

Dans les bassins de décantation, la boue de forage est en condition presque statique, ce qui permet aux particules grosses ou lourdes ayant un diamètre inférieur à celui des mailles du tamis de se séparer du fluide. Après passage dans les bassins de décantation, la boue est encore dégazée, dessablée et dévasée. Le dégazage se fait dans un appareil abaissant la pression, le dessablage dans des cyclones de 6-12 pouces (152-305 mm) et le dévasage dans des cyclones de 4 pouces (102 mm).

Après dévasage, le fluide de forage est parfois centrifugé afin d'éliminer des résidus solides de très petite taille. Les résidus sont acheminés vers des bassins de retenue où l'on ajoute des produits chimiques pour reconditionner la boue, qui est ensuite réinjectée dans le puits.

À la fin du forage, il faut se débarrasser des fluides et des matières solides du bassin. La méthode d'élimination dépend du type de boue (elle variera selon que la phase liquide sera constituée d'eau ou d'huile).

La partie aqueuse des fluides de forage à base d'eau (boue à l'eau douce, boue polymérique à faible teneur en matières solides, boue inhibée, boue au gypse, boue à la chaux, boue au chlorure de potassium et boue à l'eau salée) contenue dans le bassin doit être séparée des matières solides et clarifiée avant d'être éliminée. Cette séparation est réalisée à l'aide d'agents floculants organiques (par ex.: polyacrylamides) ou inorganiques (par ex.: gypse), selon le type de boue à base d'eau. La floculation doit être aussi complète que possible: ainsi, la boue résiduelle est plus dense, ce qui diminue le volume brut des matières et augmente l'efficacité de la déshydratation. À ce stade, l'élimination du contenu comporte deux opérations: l'extraction de la phase liquide et le remblayage des résidus solides. On se défait du liquide surnageant extrait du bassin de l'une des manières suivantes:

i) Épandage sur la concession ou ailleurs;
ii) Injection en puits profond;
iii) Transport par camion jusqu'à une décharge d'eaux usées dangereuses;
iv) Évaporation sur les lieux; ou
v) Une combinaison des méthodes susmentionnées.

L'épandage est le principal mode d'élimination utilisé.

En 1975, les ministères de l'Environnement et de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta, ainsi que l'ERCB ont mis en vigueur dans l'ensemble de la province des normes régissant l'élimination des fluides des bassins. La directive provisoire nº ID-OG-75-2 de l'ERCB décrit les exigences supplémentaires à respecter en cas d'élimination sur la concession. Le contenu du bassin doit être confiné à la concession et, lorsqu'il dépasse 6000 barils, on le considère comme s'il était rejeté "à l'extérieur de la concession"; il faut alors obtenir l'autorisation de l'ERCB ou du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. La concession doit se trouver à plus de 90 m du niveau normal des hautes eaux de tout plan d'eau ou de tout puits d'eau

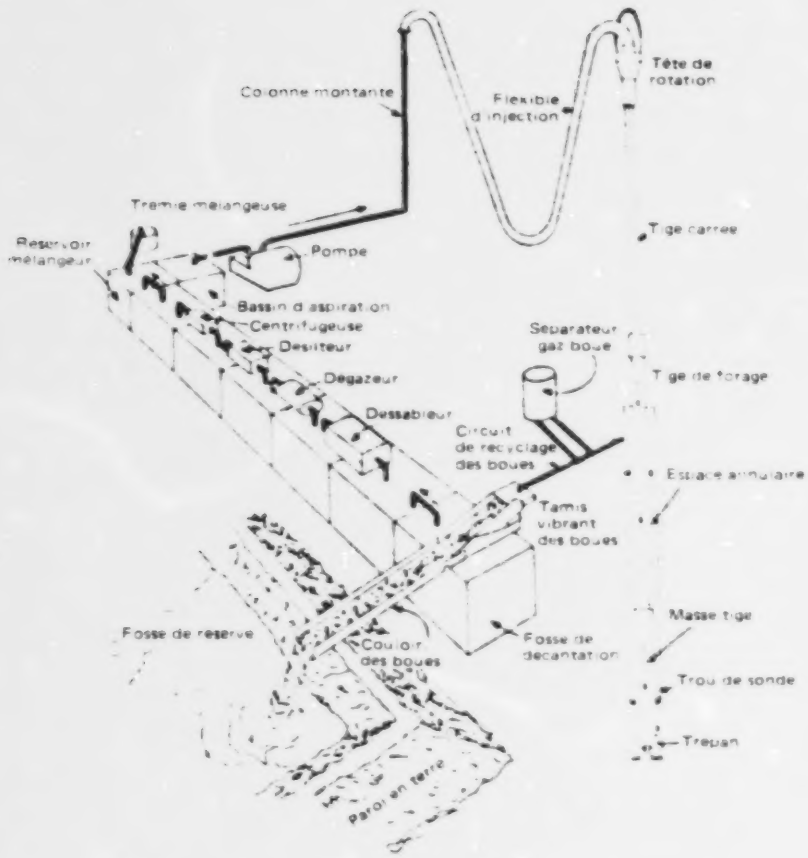


FIGURE 25 SYSTÈME TYPIQUE DE RECYCLAGE D'UNE BOUE A BASE D'EAU (Allred, 1975)

potable, et doit pouvoir retenir le contenu sans qu'il y ait ruissellement. Pour toute élimination à l'extérieur de la concession, il faut obtenir une autorisation de l'organisme approprié, qui ne sera accordée que si le fluide non traité respecte les critères établis relatifs aux chlorures, aux sulfates, aux matières dissoutes et au pH et satisfait aux exigences relatives à l'épreuve de survie pendant 96 heures réalisée avec des truites.

La figure 26 illustre les exigences environnementales imposées par l'ERCB aux installations de forage, ainsi que les articles correspondants de l'Oil and Gas Conservation Act.

Shaw (1974) et Environnement Canada (1981) traitent de façon plus détaillée des dispositions réglementaires mentionnées ci-dessus et des méthodes d'échantillonnage et d'essai.

Les règlements de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique comprennent des dispositions relatives à l'élimination des fluides et des résidus de forage; cependant, les exigences ne sont pas aussi précises qu'en Alberta. En Saskatchewan, les méthodes d'élimination doivent satisfaire les exigences du Ministre et être appliquées de façon à ne pas "constituer un danger

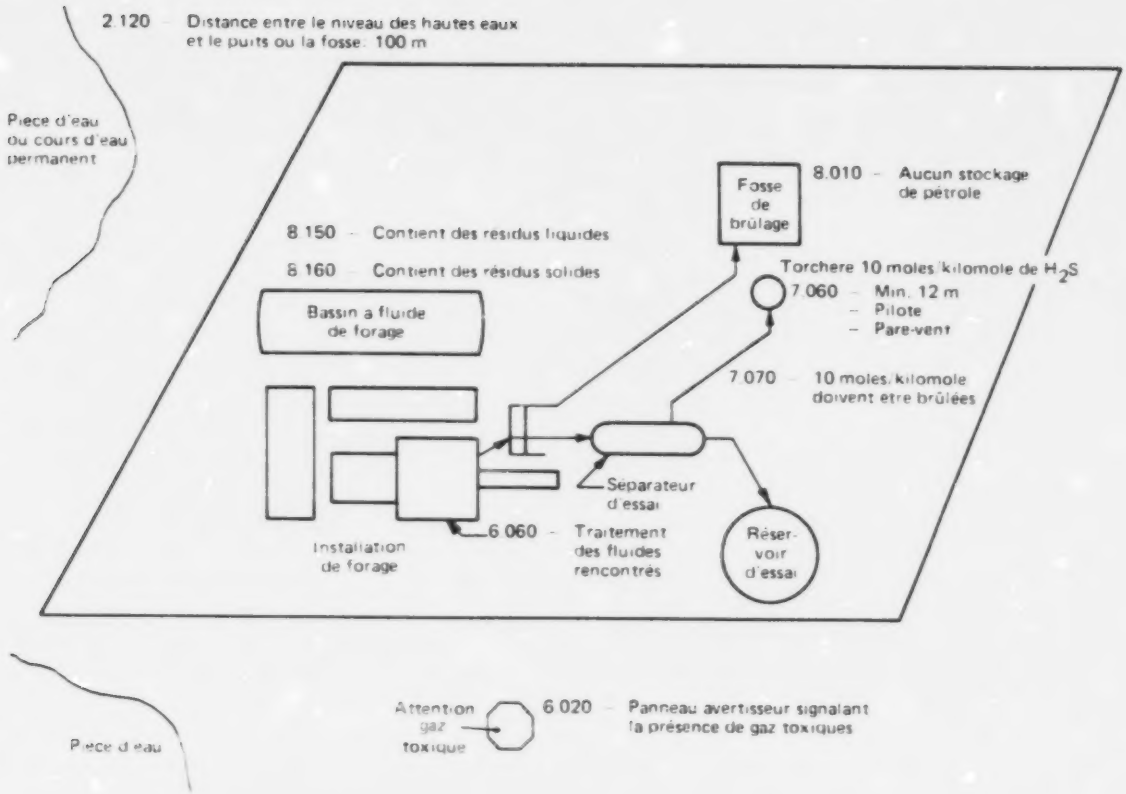


FIGURE 26 MESURES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT À UNE INSTALLATION DE FORAGE (Association pétrolière du Canada, 1980)

pour la santé publique" ni "contaminer l'eau douce ou les sols arables" (article 810). En Colombie-Britannique, des dispositions semblables sont administrées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (division 61, Drilling and Production Regulations).

Lorsqu'il faut éliminer des volumes importants de liquide détoxifié, il convient d'envisager l'irrigation plutôt que l'épandage. Le potentiel d'irrigation du sol doit, dans ce cas, être évalué afin de déterminer les taux d'application et la nécessité éventuelle d'amender le sol. Pesaran (1977), ainsi que Miller et Honarrar (1975) ont étudié l'interaction de divers fluides de forage avec six types de sols différents et deux espèces agricoles commerciales. Voici leurs conclusions:

i) "Le principal effet inhibiteur des boues de forage pour les plantes et les sols est attribuable à l'excédent de sels solubles et aux quantités élevées de sodium échangeable.

ii) "Ces effets peuvent être éliminés par addition de certains sels de calcium, de magnésium, de potassium ou d'ammonium, suivie d'un lessivage à l'eau destiné à entraîner les sels dans des couches plus profondes et moins productives.

iii) "Les effets néfastes de l'huile diesel semblent être moins graves et durer moins longtemps que ceux des sels et du sodium échangeable.

iv) "La plupart des boues de forage provoquent une dispersion du sol et un encroûtement à la surface. Cependant, comme mentionné en *ii*), un traitement approprié peut réduire ces effets au minimum ou même les supprimer.

v) "Les régions arides (précipitations annuelles inférieures à 20 pouces) sont plus sujettes aux effets néfastes des boues que les régions plus humides. Lorsqu'on utilise ce mode d'élimination, il est très souhaitable d'obtenir un rapport final sol-boue d'au moins 4/1. Un rapport sol-boue plus élevé augmentera l'efficacité de l'élimination et diminuera la possibilité d'effets néfastes; on devrait prendre des précautions pour assurer un épandage égal du mélange boue-déblais dans la zone destinée à l'agriculture."

Il est possible que le simple traitement par coagulation-floculation appliqué dans les bassins n'élimine pas la toxicité de la couche aqueuse pour les poissons. Dans un tel cas, on peut effectuer un traitement supplémentaire. Cependant, au Canada, on préfère d'habitude utiliser d'autres méthodes d'élimination comme l'injection en puits profond, l'évaporation ou le transport par camion citerne sous vide.

Lorsque la couche aqueuse est éliminée par l'une de ces méthodes, l'ERCB exige l'exécution d'autres essais de laboratoire. Une fois la couche aqueuse enlevée, on peut remplir la fosse avec la terre extraite lors de l'excavation.

Selon la directive provisoire 81-1 de l'ERCB, l'autorisation d'éliminer sous terre des fluides de forage doit faire partie de l'accord relatif au forage et à la complétion du puits. La permission de l'ERCB est nécessaire et des dispositions sont prescrites relativement à la zone de décharge, la profondeur, la résistance de la formation à l'eau, la proximité de formations contenant des hydrocarbures et le mode d'élimination, afin d'empêcher la pollution de l'eau potable souterraine.

Les résidus solides sont enfouis dans le bassin à boues à l'aide des sédiments extraits lors de l'excavation. La surface doit être nivelée de sorte que la zone retrouve son relief original et la couche arable doit être étalée uniformément. Dans les zones non agricoles, on fertilise ensuite la surface et l'on sème du gazon. Dans les zones agricoles, on prélève des échantillons des sols afin de déterminer les amendements nécessaires pour que la terre retrouve son potentiel original. À ce stade, le souci de protection de l'environnement en ce qui a trait à ces matières semble correspondre au dicton suivant: "Loin des yeux, loin du coeur". Il conviendrait peut-être d'examiner le bien-fondé de cette attitude.

Il est interdit d'éliminer des boues à base d'huile dans l'environnement naturel. On doit les récupérer et les réutiliser. Cependant, dans les opérations de forage où l'on utilise une boue à base d'huile, on ne récupère pas tout le fluide de forage lors de la séparation des déblais. Ceux-ci sont recouverts d'environ la moitié de leur volume de fluide de forage lorsqu'ils sont éliminés dans le bassin à boues (McMordie, 1980). Le volume réel de fluide de forage à base d'huile qui reste dans le bassin sous forme d'une pellicule recouvrant les déblais dépend du diamètre et de la profondeur du puits. Les parois des bassins recevant ce genre de déblais sont toujours recouvertes d'une membrane imperméable ou de bentonite pour empêcher l'infiltration. Après complétion du puits, on déploie tous les efforts possibles en vue de récupérer le maximum de fluide de forage à base d'huile rejeté dans le bassin. Le reste des déblais et du fluide est enfoui sur place ou, si des raisons écologiques interdisent l'enfouissement, les déblais sont transportés dans une zone approuvée où ils sont éliminés ou subissent un traitement ultérieur. On pense que, à long terme, l'enfouissement de ce genre de déblais est une source de risque minime pour l'environnement à cause de la biodégradation par les microorganismes (McMordie, 1980).

3.4.3 Effets sur l'environnement. Au cours des ans, les fluides de forage ont évolué depuis les mélanges eau-bentonite très simples jusqu'à des mélanges inorganiques-organiques très complexes. Cette évolution a été accompagnée de l'apparition sur les lieux de forage de toute une série de composés chimiques. Les tableaux 10 et 11 donnent la composition de base de divers types de boues. La boue de forage utilisée à un endroit donné peut différer considérablement de la composition de base décrite au tableau 10, en fonction de la région, du type de roches rencontrées et de la température du sous-sol. En fait, on se sert parfois d'autres composés. On trouvera une liste des divers additifs de forage dans Anonyme (1981), dans Gray et coll. (1979) et dans les guides publiés par les fabricants de boues.

Les études de l'incidence environnementale des divers additifs ont surtout mis l'accent sur des composants individuels (Land, 1974; U.S. EPA, 1975; Anonyme, 1980). Cependant, ce n'est que pendant le stockage et la manutention des additifs, avant leur incorporation à la boue, qu'il est possible de considérer leurs effets individuels. L'utilisation de bonnes méthodes d'entretien et le respect des recommandations du fabricant concernant la manutention du produit devraient éliminer les risques de pollution du milieu naturel. Par ailleurs, il y aurait lieu d'étudier davantage les effets possibles sur la santé de la manutention de ces additifs. Les conditions d'addition des composés à la boue sont rarement idéales. L'empoussiérage très élevé dans les espaces clos et le manque de connaissances des manutentionnaires sur les effets à long terme de l'exposition à certains de ces composés sont chose courante.

Pris séparément, certains des constituants des fluides de forage sont très dangereux et leur introduction sans discernement dans l'environnement pourrait avoir des effets désastreux. Cependant, les boues de forage sont presque toujours des mélanges de plusieurs composés de toxicité variable. Les réactions physico-chimiques complexes entre les composés diminuent grandement la mobilité de chacun d'entre eux, de sorte que les dangers liés à l'utilisation et à l'élimination d'un fluide de forage sont totalement différents de ceux posés par chacun de ses constituants (Nesbitt et Sanders, 1981).

C'est pourquoi l'on devrait envisager l'incidence environnementale des fluides de forage en les considérant comme un tout, et non en fonction de leurs composantes. Les sujets de préoccupation que posent les matières solides enfouies dans les bassins à boues, dont il a été question à la section 3.4.2, sont les suivants:

i) Le devenir des métaux;
ii) Le devenir et la biodégradation des composés organiques; et
iii) La libération de métaux des composés organo-métalliques.

Les métaux potentiellement toxiques qui sont présents dans les boues proviennent des fluidifiants (lignosulfonates de chrome, lignosulfonates de fer et de chrome), des inhibiteurs de corrosion (chromates inorganiques) et des substances destinées à piéger le H_2S (carbonate de zinc et éponge de fer). Si les recommandations relatives à la teneur en ces additifs ont été suivies, les teneurs en métaux dans la boue seront les suivantes (Anonyme, 1980):

Chrome: 150 – 450 ppm (lignosulfonate de chrome)
Chrome: 120 – 4900 ppm (dichromate de sodium)
Zinc: 2500 – 3000 ppm (carbonate de zinc)

Outre les sources de métal mentionnées, les impuretés contenues dans la barytine (surtout des sulfures de divers métaux) peuvent augmenter la teneur en métaux traces solubles des boues alourdies. La quantité de métaux traces ajoutés dépend de la quantité de barytine incorporée à la boue, ainsi que de la teneur en métaux traces de la barytine.

Normalement, il ne serait pas permis de rejeter dans l'environnement naturel des liquides présentant de telles teneurs en métaux traces. Cependant, ces valeurs sont théoriques et ne tiennent pas compte des diverses réactions physico-chimiques qui interviennent entre les additifs et les constituants réactifs de la boue, et qui peuvent diminuer de façon très marquée la mobilité des métaux traces.

Dans les chromates inorganiques ajoutés à la boue, le chrome est hexavalent, c'est-à-dire sous une forme beaucoup plus toxique qu'à l'état trivalent. Cependant, après addition, les composés organiques, les lignosulfonates ou les lignites, les températures élevées, etc.,provoquent la réduction chimique du chrome à l'état trivalent, moins toxique et plus stable (Moseley, 1980). De plus, une pellicule constituée d'un composé complexe de chrome et d'oxygène est adsorbée sur la tige de forage, sur la surface du tubage et sur les matières solides des boues. Tous ces processus font diminuer la teneur en chrome du produit parvenant au bassin à boues.

Le chrome du lignosulfonate de chrome est déjà trivalent (moins toxique) avant son addition au fluide de forage. De plus, le lignosulfonate est adsorbé sur les particules de bentonite par échange cationique (Gray et coll., 1979), ce qui immobilise encore plus le chrome.

Le carbonate de zinc sert à piéger le H_2S en se transformant en sulfure de zinc qui est insoluble dans les boues basiques (pH > 8). De même, les sulfures des métaux traces incorporés à la boue sous forme d'impuretés dans la barytine ne font pas augmenter significativement la teneur en métaux dissous du fluide de forage.

Bien qu'il y ait des concentrations considérables de plusieurs métaux traces dans les additifs individuels, on croit que la chimie complexe du fluide de forage empêche leur libération dans l'environnement. Cependant, on n'a pas publié de résultats analytiques sur la teneur en métaux dissous des fluides de forage qui viennent appuyer cette conclusion.

Dans une étude récente, Strosher (1980) a évalué le devenir des composés organiques des fluides de forage. L'étude portait sur des fluides dérivés de trois préparations de base de boue utilisées pour le forage de la plupart des puits de pétrole et de gaz en Alberta (c.-à-d. KCl-eau-polymère, mélange floculé eau douce-gel et mélange dispersé eau douce-gel). On a déterminé 14 paramètres organiques différents des fluides contenus dans les bassins, et l'on a évalué le devenir de ces composés après élimination dans le sol. Ces paramètres sont les suivants: carbone organique, polymères organiques, hydrocarbures aliphatiques, hydrocarbures aromatiques, composés organiques soufrés, composés organiques phosphorés, composés organiques azotés, hydrocarbures chlorés, phénols, acides organiques, aldéhydes, amines, amides et sulfonates.

On a effectué des déversements expérimentaux de fluides non traités à quatre endroits, dont trois dans la région des contreforts inférieurs des Rocheuses et une dans une région de prairies. Strosher a constaté que la pénétration du liquide était liée aux caractéristiques physiques du sol (comme l'humidité) plutôt qu'au type de sol (tous les sols étaient à grains fins). De plus, on a observé aux quatre endroits une séparation chromatographique des composés organiques. Ce sont les hydrocarbures qui pénétraient le plus profondément, suivis des constituants polaires (composés organiques soufrés) et, enfin, des gros polymères. La pénétration verticale après cinq mois variait de 20 à 65 cm dans les différents sols. Par contre, le déplacement latéral était inférieur à un mètre. Jusqu'ici, le déplacement semble être limité à la zone non saturée. On ne possède aucune donnée sur l'effet des processus biologiques et chimiques sur les composés organiques dans le sol, ni sur le potentiel de pollution des quantités relatives de composants organiques connus ou de leurs produits de dégradation dans le sol lorsqu'ils se sont incorporés au système d'écoulement souterrain de la région.

Les résultats de l'étude ont aussi révélé que c'est la boue au KCl-eau-polymère qui, en moyenne, présentait la teneur la plus élevée en carbone organique (voir aussi Younkin et

Johnson, 1980), et que la plupart des constituants organiques étaient en fait des additifs non modifiés (polymères organiques, hydrocarbures et lignosulfonates). Certains indices laissaient supposer que certains des phénols présents dans la boue provenaient de la dégradation des lignosulfonates. De même, certains des aldéhydes et des amines (bactéricides) trouvés dans les fluides du bassin pourraient avoir été produits par la dégradation d'autres additifs organiques.

Les observations de Strosher (1980) portent fortement à croire que, puisque la plupart des composés organiques trouvés dans les fluides du bassin n'étaient pas modifiés, on devrait, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement de leur élimination, choisir ceux qui sont les moins toxiques. Cela permettrait certainement de réduire les effets immédiats sur l'environnement terrestre de l'élimination de fluides de forage. Néanmoins, on continue d'éliminer par enfouissement dans le sol des matières solides contenues dans les fluides de forage, ainsi que des fluides piégés dans ces matières, sans contrôler le devenir des composés toxiques.

Il est possible que la biodégradation rende à la longue les composés organiques inoffensifs et que les métaux libérés pendant ce processus soient immédiatement adsorbés et immobilisés par les minéraux argileux. D'autre part, il peut y avoir formation de toute une série de nouveaux composés organiques, inoffensifs ou très toxiques, qui seraient beaucoup plus mobiles dans le sous-sol que les composés dont ils proviennent. Si on la compare à l'aire de la décharge d'une ville de moyenne importance, la surface du bassin d'un puits de pétrole ou de gaz est négligeable; cependant, une estimation grossière de l'aire totale occupée par le lit des bassins à boues de tous les puits forés en Alberta au cours des quinze dernières années donne une valeur d'au moins 8 km^2. On peut alléguer que l'incidence environnementale suggérée est disproportionnée, car cette aire est très fragmentée; la pollution à chaque source serait donc diluée et rendue inoffensive par l'environnement. Malheureusement, aucune étude bien documentée n'a été effectuée sur les effets à long terme de cette élimination sur les ressources en eaux souterraines. En général, on exprime les concentrations admissibles de polluants organiques dans les ressources d'eau potable en parties par milliard plutôt qu'en parties par million (ce qui signifie que des quantités relativement faibles de composés organiques toxiques peuvent polluer des volumes relativement importants d'eau potable). En Europe, on a depuis longtemps reconnu l'effet de quantités aussi faibles de composés sur la pollution des eaux souterraines par les produits de raffinage du pétrole (essence, huile diesel, carburéacteur). Des concentrations de 1 mg/l ont donné un goût et une odeur désagréables à l'eau (Zimmerman, 1976). Le ruissellement de matières organiques déversées, comme l'huile diesel, peut altérer le goût des réserves superficielles d'eau potable.

On ne tient compte de l'écoulement des eaux souterraines et du déplacement des polluants qui s'ensuit, dans les critères relatifs au choix de l'emplacement, qu'aux endroits où il y a présence évidente de sédiments perméables (sables). Dans ces régions, la construction de bassins à boues est autorisée uniquement si l'on utilise un revêtement de protection. Aux endroits où les bassins sont construits dans des sédiments à grains très fins (argile, limon, till glaciaire, etc.), on néglige en général le transport par écoulement avec les eaux souterraines, car on suppose que les sédiments sont essentiellement imperméables et qu'il n'y a aucun déplacement, ce qui peut effectivement être vrai dans certaines régions. De plus, la vitesse d'écoulement des eaux souterraines dans ces sédiments est faible en comparaison de celle dans les sédiments à grains plus grossiers; on pourrait donc considérer que le déplacement des polluants pendant la durée d'occupation d'une concession n'est guère important. Cependant, tous ces sédiments à texture fine sont fissurés à divers degrés, du moins dans les Prairies, et l'alimentation de la nappe phréatique se fait principalement par écoulement dans ces fissures. Par exemple, dans le sud de

l'Alberta, la formation de sols salins/alcalins que l'on prévoyait dans des sédiments à texture fine par suite de l'irrigation ne s'est pas produite, car l'écoulement fissural a provoqué une infiltration rapide dans le sol (Hendry, 1982). Des observations à long terme au voisinage des bassins d'élimination des saumures près des mines de potasse de la Saskatchewan ont montré qu'après une période de 15 à 20 ans, les saumures avaient migré sur plusieurs dizaines de mètres dans ce genre de sédiments, qui, jusqu'alors, avaient été considérés imperméables. On ne sait pas encore si le déplacement relativement rapide des polluants dans ces sédiments a été provoqué uniquement par transport le long des fissures, ou s'il est attribuable aux effets combinés d'une augmentation de la perméabilité, de l'écoulement fissural et du transport osmotique dans ces sédiments par suite de l'action des saumures riches en potassium (20 000-50 000 ppm) sur les argiles.

Le confinement à long terme de composés potentiellement toxiques dans un bassin à boues remblayé dépend des mécanismes de transport. La répartition des polluants dans le sous-sol peu profond dépend de l'emplacement du bassin dans le système hydrogéologique régional. On n'a effectué aucune étude pour déterminer l'importance du déplacement des polluants dans différents environnements hydrogéologiques.

Si l'on considère l'ensemble des puits de pétrole et de gaz forés en Alberta entre 1975 et 1981, et si l'on suppose que dans la majorité des cas le fluide du bassin à boues a été éliminé par épandage, on estime alors, d'après une évaluation prudente basée sur une aire minimale d'élimination de 1,51 ha, que l'aire totale sur laquelle on a déversé des fluides de forage de diverses concentrations ioniques est de l'ordre d'au moins 500 km^2. On ignore si l'élimination de fluides de forage sur une aire de cette importance a pollué les eaux souterraines, car on ne possède pas de données de base sur la concentration et la répartition dans les eaux souterraines des constituants organiques des fluides de forage et de leurs produits de dégradation.

On mesure la toxicité du fluide surnageant par l'épreuve de survie de truites pendant 96 heures. Cette technique permet d'évaluer simultanément la toxicité globale des diverses combinaisons de composés en solution dans le fluide, c'est-à-dire qu'elle tient compte de tous les effets synergiques et anti-synergiques. Cependant, il ne s'agit là que d'une mesure de la toxicité du fluide pour le milieu aquatique, ce qui est peu significatif car les fluides sont censés être confinés dans les zones d'élimination et leur introduction dans les plans d'eau en surface, soit de façon directe, soit par ruissellement, est interdite. On ignore si la toxicité pour les truites déterminée par cette épreuve est reliée de façon directe à la toxicité pour les autres organismes aquatiques, pour les organismes terrestres ou pour les humains. C'est pourquoi on a revu les critères actuels d'élimination sur le sol pour tenir compte de la qualité des eaux souterraines.

Selon la directive ID-OG-75-2 de l'ERCB (Alberta), la teneur en matières totales dissoutes ne doit pas dépasser 4000 mg/l. Dans le cas contraire, le fluide doit être épandu de façon qu'il y ait moins de 400 lb d'ions/chlorure par acre (448 kg/ha). Une teneur en MTD de 4000 mg/l correspond à une solution ayant une conductivité minimale d'environ 5000 μmhos/cm à 25 °C (Richards, 1954). Comme l'épandage sur le sol constitue une forme d'irrigation, il peut être utile de déterminer le type d'eau en question. Selon Richards (1954), une eau dont la conductivité dépasse 2250 μmhos/cm est extrêmement salée. Normalement, une eau de salinité très élevée est impropre à l'irrigation, mais elle peut être utilisée à l'occasion dans des circonstances très particulières. Le sol doit être perméable, le drainage souterrain doit être suffisant et un excédent d'eau d'irrigation doit être ajouté pour assurer un lessivage important (Richards, 1954). Un fluide de forage traité, puis épandu sur ce type de sol s'infiltrerait rapidement et polluerait les eaux souterraines. Les zones caractérisées par ce type de sol seraient considérées comme très vulnérables, et toute élimination en surface y serait interdite. L'épandage sur tout

autre sol de fluides présentant cette conductivité électrique pourrait provoquer des modifications du caractère physique qui seraient nuisibles à la productivité du sol. Dans la plupart des cas, le lessivage élimine à la longue l'excédent de sel. Cependant, comme le sel lessivé est entraîné vers le bas, il s'incorpore aux eaux souterraines.

Il est impossible d'évaluer l'effet des anions chlorure et sulfate sur le sol et la croissance végétale sans d'abord connaître les cations correspondants et leur concentration dans le fluide.

Lorsque l'on compare les critères relatifs à la teneur en chlorures, en sulfates et en matières totales dissoutes pour ces eaux aux critères pour les eaux brutes dont on tire l'eau potable (McNealy et coll., 1979), on constate qu'ils sont tous trois plus élevés. À beaucoup d'endroits dans les Prairies on utilise, pour la consommation humaine, des eaux souterraines ne satisfaisant pas aux normes de qualité; toutefois, leur teneur en chlorures, en sulfates et en MTD est en général beaucoup plus faible que celle recommandée par la directive de l'ERCB. Dans les régions où les fluides des bassins à boues atteignent les eaux souterraines, il peut y avoir un apport considérable de substances chimiques, bien qu'il s'agisse là d'un événement unique de durée relativement courte dont les effets sont temporaires. Le risque de pollution des eaux souterraines par des matières organiques est peut-être beaucoup plus important que la pollution par les matières inorganiques.

Strosher (1980) a montré qu'après l'épandage sur le sol, il se produit une certaine infiltration de divers composés organiques dans les sédiments voisins de la surface. Il a aussi observé un déplacement relativement rapide pouvant atteindre 65 cm en cinq mois, ce qui, dans un sol normal, dépasserait la zone d'action bactérienne significative. Ainsi, certains des composés organiques présents dans le fluide des bassins à boues pourraient se retrouver intacts dans les eaux souterraines. De plus, les produits de biodégradation des composés organiques introduits dans la zone active du sol pourraient se déplacer vers le bas lors de la réalimentation ultérieure des eaux souterraines. On ne possède présentement aucune donnée sur les composés ainsi formés, sur leur toxicité pour diverses formes de vie, sur leur mobilité dans le réseau hydrogéologique ou sur leur concentration. Il y a lieu de noter que, puisque le ruissellement superficiel et la réalimentation des eaux souterraines se produisent surtout au printemps pendant la fonte des neiges, une bonne partie des risques de pollution pourraient être évités si l'épandage était interdit pendant la période où le sol est gelé.

Cet examen montre qu'il existe d'importantes lacunes dans la base de données sur le devenir des composés organiques et inorganiques dans le sous-sol. Par conséquent, on peut se demander si les critères actuels d'élimination des fluides des bassins à boues sont réalistes en ce qui a trait à la protection à long terme de l'environnement et aux utilisations finales auxquelles les zones touchées sont destinées.

En ce qui concerne la toxicité possible du fluide perdu pendant le forage, les effets sur l'environnement de la perte de circulation sont en général négligeables, parce que l'eau de la formation est déjà saline, que les volumes perdus sont en général peu élevés et que la vitesse d'écoulement des eaux souterraines est faible. Cependant, dans certaines conditions, la perte de circulation peut polluer indirectement l'environnement terrestre, lorsqu'elle se produit à la profondeur finale et qu'elle provoque une éruption d'eau salée, de pétrole brut, de condensat ou de sulfure d'hydrogène gazeux se trouvant dans une formation moins profonde.

Dans ce cas, l'incidence environnementale dépend du volume total du produit expulsé du puits, de sa nature et de sa concentration, de la durée de l'éruption, des caractéristiques particulières de l'emplacement telles que l'écoulement superficiel et la végétation, des conditions climatiques, de la saison, etc. Les effets des éruptions sur l'environnement dépendent aussi de

la géographie: dans l'Arctique, par exemple, les éruptions survenant à des puits à terre sont beaucoup plus graves que dans les régions plus tempérées du Canada, l'éruption d'un puits en mer serait plus grave que celle de n'importe quel puits à terre.

En plus des effets possibles sur l'environnement des opérations de forage et de l'élimination des fluides de forage, la détérioration avec le temps des tubages et des bouchons appliqués lors de l'abandon des puits peut constituer un risque à long terme. Même si l'on sait qu'avant l'application de règlements adéquats, de nombreux puits ont été abandonnés sans précautions appropriées, la détérioration à long terme des puits abandonnés conformément aux règlements en vigueur n'a encore fait l'objet d'aucune étude approfondie.

4 PRODUCTION CLASSIQUE DE PÉTROLE ET DE GAZ

4.1 Introduction

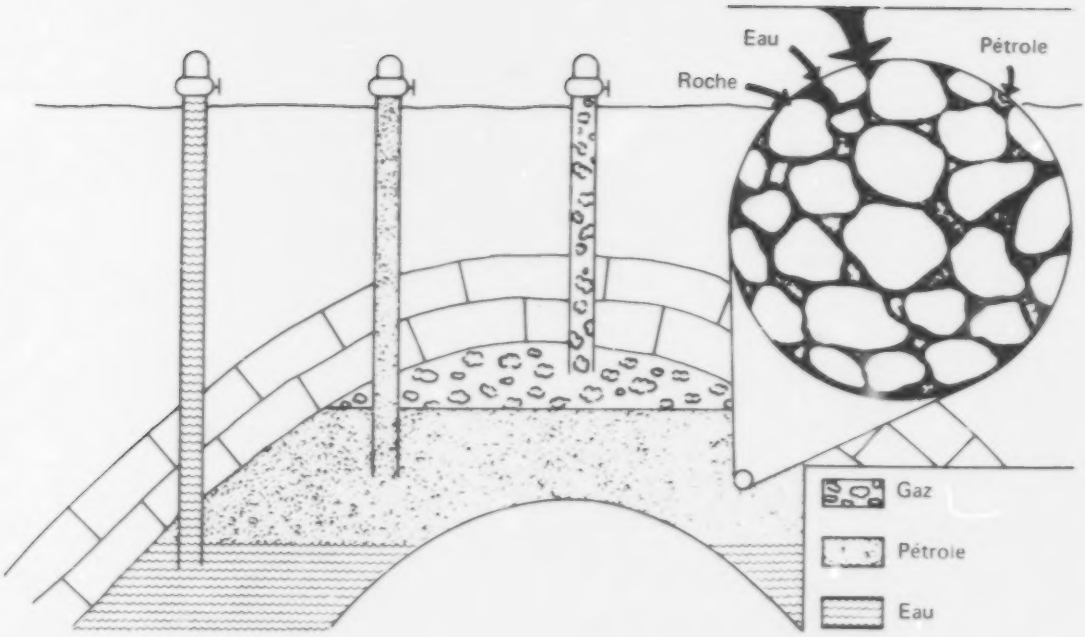
Selon la terminologie établie, le pétrole léger est un pétrole brut ayant une masse volumique inférieure à 900 kg/m^3 (densité API supérieure à 25°), tandis que le pétrole lourd classique est un pétrole brut dont la masse volumique est supérieure à 900 kg/m^3, mais dont la viscosité est suffisamment faible pour qu'il soit extrait à un rythme rentable grâce à la poussée naturelle exercée dans le réservoir. On qualifie de "non classique" le pétrole lourd dont l'extraction nécessite l'injection dans le réservoir de produits chimiques, de chaleur, ou de liquides ou gaz miscibles. La production de pétrole lourd non classique fait donc appel à un procédé de "récupération assistée du pétrole"; nous en traiterons au chapitre 5. On distingue par ailleurs, parmi l'ensemble des procédés de récupération, des procédés primaires, secondaires et tertiaires. Les méthodes de récupération primaire et secondaire s'appliquent à l'extraction de pétrole "classique", qu'il s'agisse d'un brut léger ou lourd, alors que la récupération tertiaire fait intervenir des méthodes de "récupération assistée". Dans le présent chapitre, nous ne traiterons que des procédés de récupération primaire et secondaire.

Les pétroles lourds se concentrent dans le groupe de Mannville (figure 17), exception faite de quelques gisements dans les carbonates du Dévonien au nord-est de la rivière de la Paix, et se trouvent généralement à moins de 1200 mètres de la surface. Dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan, la profondeur moyenne des puits de pétrole lourd varie entre 450 m et 900 m. Contrairement aux bruts lourds, la plupart des pétroles légers produits dans l'Ouest canadien proviennent de profondeurs dépassant 1200 m.

4.2 Récupération primaire

4.2.1 Aperçu. La poussée naturelle qui déplace le pétrole et le gaz vers les puits, par suite d'une différence de pression, est attribuable à l'expansion des gaz à l'intérieur du réservoir ou aux gradients hydrauliques des systèmes d'écoulement local et régional. On qualifie de "récupération primaire" les procédés d'extraction faisant appel à cette poussée naturelle. La figure 27 illustre le déplacement du pétrole vers les puits grâce à cette poussée. Le pétrole n'est que légèrement compressible, et il se dilate donc très peu lorsque la pression diminue. L'eau tend à être encore moins compressible. S'il fallait ne se fier qu'à cette dilatation pour l'extraction, on ne pourrait récupérer qu'environ 1 p. 100 du pétrole présent dans le sous-sol. Par contre, le gaz est très compressible et son taux de récupération par les procédés primaires est toujours supérieur à 50 p. 100. Les principales sources d'énergie qui provoquent la montée du pétrole brut, dans un puits, sont l'expansion de gaz naturel (dissous), l'expansion d'un chapeau de gaz et la poussée d'eau.

Pour rendre la récupération la plus rentable possible, on fait appel dans la plupart des cas à un procédé secondaire faisant intervenir l'injection d'eau ou de gaz; lorsqu'on utilise de l'eau, le produit qui parvient à la surface est constitué non seulement d'hydrocarbures, mais également d'eau "produite". Les tableaux 14 et 15 présentent les volumes typiques d'injection et de production dans plusieurs champs de pétrole léger et lourd de l'Ouest canadien.



RÉCUPÉRATION PRIMAIRE

Production par utilisation de la poussée naturelle

Gaz Pétrole Eau

Le pétrole est poussé vers les puits par l'expansion:

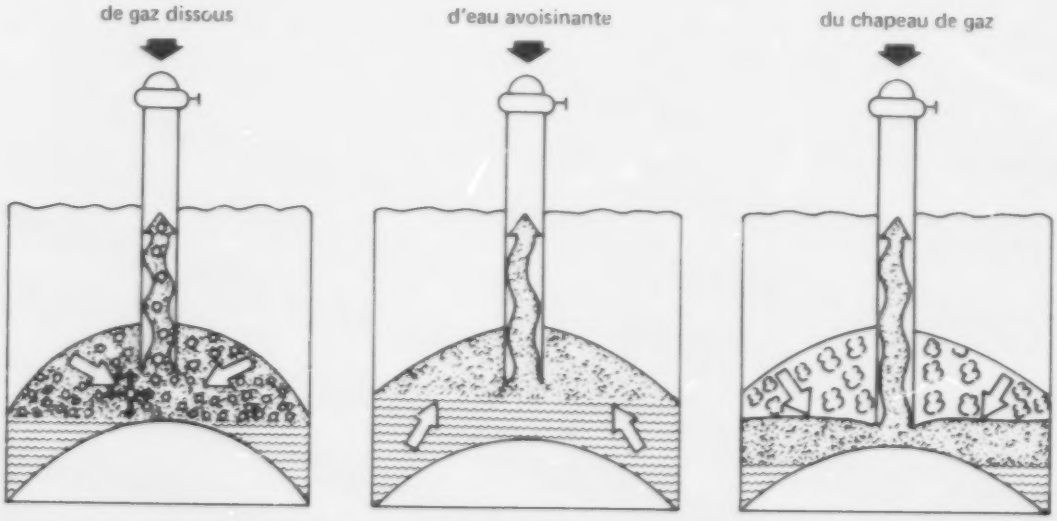


FIGURE 27 RÉCUPÉRATION PRIMAIRE DU PÉTROLE GRÂCE À LA POUSSÉE NATURELLE

TABLEAU 14 VALEURS TYPIQUES DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE LÉGER ET DES TAUX D'INJECTION DANS L'OUEST CANADIEN

Champ et gisement	Production			Injection			Rapports de production (m^3/m^2)	
	Pétrole (m^3/d)	Gaz (10^3 m^3/d)	Eau (m^3/d)	Gaz (10^3 m^3/d)	Eau (m^3/d)		Rapport gaz/pétrole	Rapport eau/pétrole
					Produite	Appoint		
Alberta, léger								
Acheson D-3A	1975	171	240	0	203	109	87	0,1
Ante Creek BHL	232	125	0	40	0	523	539	0,0
Bonnie Glen D-3A	12860	5528	140	3519	399	0	430	0,0
Brazeau Riv Niskua	728	124	0	561	0	0	170	0,0
Fenn Big Val D-2A	8825	660	2045	0	1016	0	75	0,2
Golden Spike D-3A	717	2106	27	0	0	0	2937	0,0
Harmatton E Rumol	2338	5574	1520	1341	0	2055	2334	0,6
Judy Creek BHL	3660	557	16733	0	0	24950	152	4,6
Judy Creek BHLC	1474	750	4579	0	0	7488	509	3,1
Kaybob BHL B	1256	312	1714	0	0	5147	248	1,4
Kaybob SO BHL A	1381	254	465	8571	2570	316	184	0,3
Leduc Woodben D-3A	1036	829	5166	0	0	3043	800	5,0
Mitsue Gilwood A	5463	612	308	0	0	9092	112	0,1
Nipsi Gilwood A	5255	371	5128	0	0	11028	71	1,0
Pembina Cardium A	10511	3676	20255	46	38	30463	350	1,9
Provost Vik Cak&Man	1013	1829	552	0	55	2586	1806	0,5
Rainbow Keg Riv A	1006	497	13	632	0	0	494	0,0
Rainbow Keg Riv B	1380	125	808	0	0	3378	91	0,6
Rainbow Keg Riv F	2261	405	243	0	0	2250	179	0,1
Rainbow Keg Riv AA	871	270	206	326	0	552	310	0,2
Redwater D-3	7839	304	134645	0	137066	8579	39	17,2
Simonette D-3	3000	1733	1530	0	0	3439	578	0,5
Sturgeon Lake D-3	1592	267	850	0	975	0	168	0,5
Swan Hills BHL C	5723	6669	1813	0	0	2601	1165	0,3
Swan Hills BHL A&B	6312	729	10247	0	0	20381	115	1,6
Swan South	6312	2056	23277	986	0	32312	326	3,7
Westerose D-3	2706	318	0	0	0	0	118	0,0
Willesden GR Card	1726	937	213	910	0	2479	543	0,1
Wizard Lake D-38	7702	937	0	2289	0	3844	122	0,0
Other Alberta	43973	1500	36649	8881	0	61390	34	0,8
Saskatchewan, léger								
Région 2, léger	1367	90	881	0	0	1600	66	0,6
Région 4, moyen	4630	186	16650	0	0	22000	40	3,6
Région 4, léger	4149	439	20367	0	0	25000	106	4,9
Colombie-Britannique								
Boundary LK A	2054	232	1822	0	0	5925	113	0,9
Eagle Belloy	1192	143	14	0	0	1518	120	0,0
Autres, C.-B.	2250	260	5211	90	0	5460	116	2,3
Total cumulatif	166819	41575	314311	28192	142322	299708	249	1,9

Source: Compte rendu mensuel de la production de l'ERCB (Alberta).

TABLEAU 15 VALEURS TYPIQUES DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE LOURD ET DES TAUX D'INJECTION DANS L'OUEST CANADIEN

Champ et gisement	Production			Injection			Rapports de production (m^3/m^3)	
	Pétrole (m^3/d)	Gaz ($10^3 m^3/d$)	Eau (m^3/d)	Gaz ($10^3 m^3/d$)	Eau (m^3/d)			
					Produite	Appoint	Rapport eau/pétrole	Rapport gaz/pétrole
Alberta, lourd et moyen								
Bantry Mannville A	540	58	2286	0	1078	1296	107	4,2
Bantry Mannville D	116	12	398	0	353	0	103	3,4
Cessford Mannville C	411	207	279	0	77	0	504	0,7
Chauvin SO Sparky H	101	2	173	0	0	281	20	1,7
Chauvin SO Spky A&B	162	13	518	0	0	992	90	3,2
Chin Coulee Bas Mana	140	3	412	0	0	566	21	2,9
Countess Up Man B	147	8	631	0	0	1038	54	4,3
Countess Up Man D	995	50	3469	0	0	3980	59	3,5
Countess Up Man H	242	11	858	0	0	1116	45	3,3
Countess Up Man O	172	19	832	0	0	706	110	4,8
Glenevis Banff	105	7	227	0	223	0	67	2,2
Grand Forks UPMANB	329	8	278	0	0	901	24	0,8
Grand Forks LOMANA	157	6	879	0	0	904	38	5,6
Grand Forks LOMAND	1247	19	1437	0	0	2823	15	1,2
Grand Forks LOMANE	318	19	986	0	0	952	60	3,1
Grand Forks LOMANG	157	1	148	0	0	144	6	0,9
Grand Forks LOMANK	558	12	463	0	0	1513	22	0,8
Hays Mannville A	163	8	1336	0	0	1699	49	8,2
Horsefly Lake Man	152	2	246	0	0	419	13	1,6
Lloyd Sparky B	137	3	47	0	0	21	22	0,3
Lloyd Sparky G	186	17	170	0	0	0	91	0,9
Lloyd Spky C Genpet	116	12	343	0	0	482	105	3,0
Lloyd Spky Y Genpet	285	45	634	0	288	462	158	2,2
Provost Up Man B	101	4	102	0	0	0	40	1,0
Taber Man D	220	3	497	0	0	604	14	2,3
Taber So Man A	105	1	574	0	0	658	10	5,5
Taber So Man B	140	3	1253	0	0	1385	21	9,0
Viking Kin Wain B	1043	32	3239	0	0	4461	31	3,1
Wainwright Spky H	1048	38	4359	0	0	5602	36	4,2
Wildmere Lloyd A	313	53	394	0	0	831	169	1,3
Saskatchewan, lourd et moyen							0	0,0
Région 1, lourd	5473	0	9525	0	0	12000	0	1,7
Région 2, lourd	1402	32	3872	0	0	5000	23	2,8
Région 3, moyen	3570	166	21171	0	0	26000	46	5,9
Total cumulatif	20349	874	62036	0	2019	76836	42	3,0

Source: Compte rendu mensuel de la production de l'ERCB (Alberta)

4.2.2 **Drainage par expansion du gaz dissous.** La présence de gaz dissous dans le pétrole du réservoir fait augmenter le taux de récupération, car l'expansion de ces gaz engendre une poussée additionnelle qui vient s'ajouter au drainage naturel. La figure 28 illustre le drainage du pétrole par expansion de gaz dissous et le rendement typique des puits où se produit ce phénomène. Lorsque la pression est libérée dans un puits producteur, le pétrole s'écoule à cause du gradient de pression créé. À mesure que le pétrole s'écoule et que la pression dans le réservoir diminue, les gaz dissous se libèrent et se dilatent pour occuper l'espace laissé par le pétrole. Ces gaz occupent une partie de plus en plus grande des pores jusqu'au moment où ils commencent à sortir par le puits. Finalement, la réserve de gaz s'épuise et la pression dans le réservoir commence à baisser rapidement jusqu'à ce que le taux de production chute au-dessous du seuil de rentabilité.

La proportion de pétrole récupérable grâce à l'expansion des gaz dissous dépend des propriétés de la roche du réservoir, du type de pétrole et de la quantité de gaz en solution. Le taux de récupération attribuable à l'expansion des gaz dissous varie en général entre 3 et 15 p. 100 du pétrole du gisement, et se situe en moyenne à environ 10 p. 100.

La quantité de pétrole lourd récupérée par les procédés primaires ne correspond qu'à 3 à 5 p. 100 du pétrole en place. Ce faible pourcentage est attribuable à la viscosité du pétrole lourd: en effet, le taux de production de ce type d'hydrocarbures est inversement proportionnel à sa viscosité originale. La viscosité des pétroles légers varie en général entre 5 et 50 Pa/s. Celle du pétrole lourd peut varier entre 500 Pa/s et plus de 1 000 000 Pa/s (comme à Fort McMurray). Si tous les autres paramètres étaient égaux, le taux de production d'un puits de pétrole classique serait de 100 fois supérieur à celui d'un puits de pétrole lourd de faible viscosité. Comme le taux de production tend à être plus faible pour les puits de pétrole lourd, le volume de production correspondant au point où il n'est plus rentable de continuer de produire est aussi beaucoup plus bas.

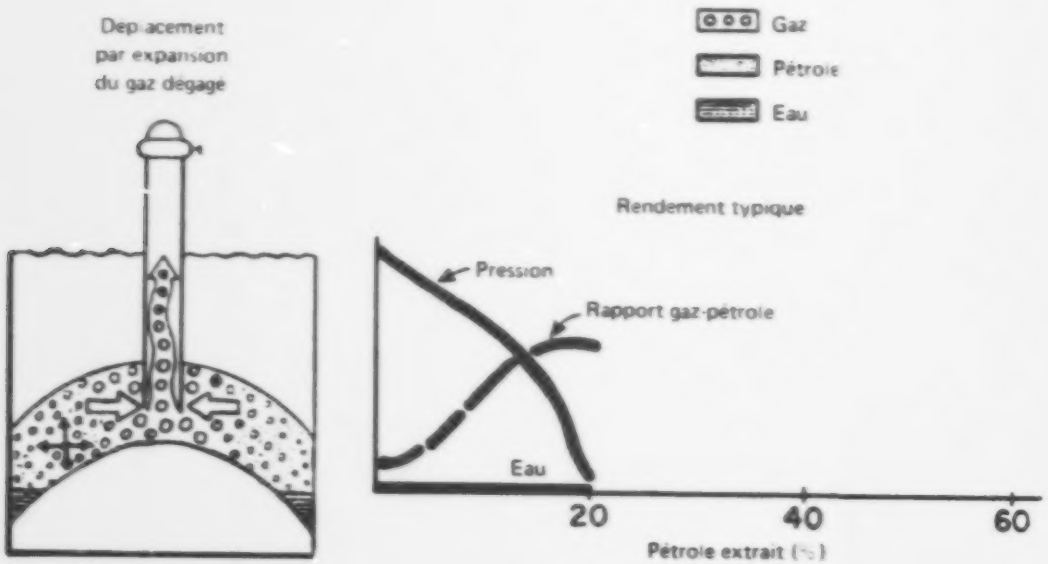


FIGURE 28 DÉPLACEMENT DU PÉTROLE PAR EXPANSION DE GAZ DISSOUS

On se sert aussi d'injection d'eau pour améliorer le taux de récupération du pétrole lourd, mais cette méthode est inefficace à cause du rapport élevé entre la viscosité du pétrole et celle de l'eau. Également, la portion du réservoir atteinte par l'eau injectée est restreinte (faible efficacité de balayage). L'expansion du chapeau de gaz et la poussée naturelle exercée par l'eau ne peuvent guère faire augmenter le taux de récupération. De plus, la présence d'eau de fond "inactive" est fréquente dans les réservoirs de pétrole lourd; la production tend alors à être caractérisée par des rapports eau-pétrole relativement élevés, même lorsque la quantité d'eau injectée est relativement faible. Ce phénomène est clairement illustré par les rapports eau-pétrole des tableaux 14 et 15.

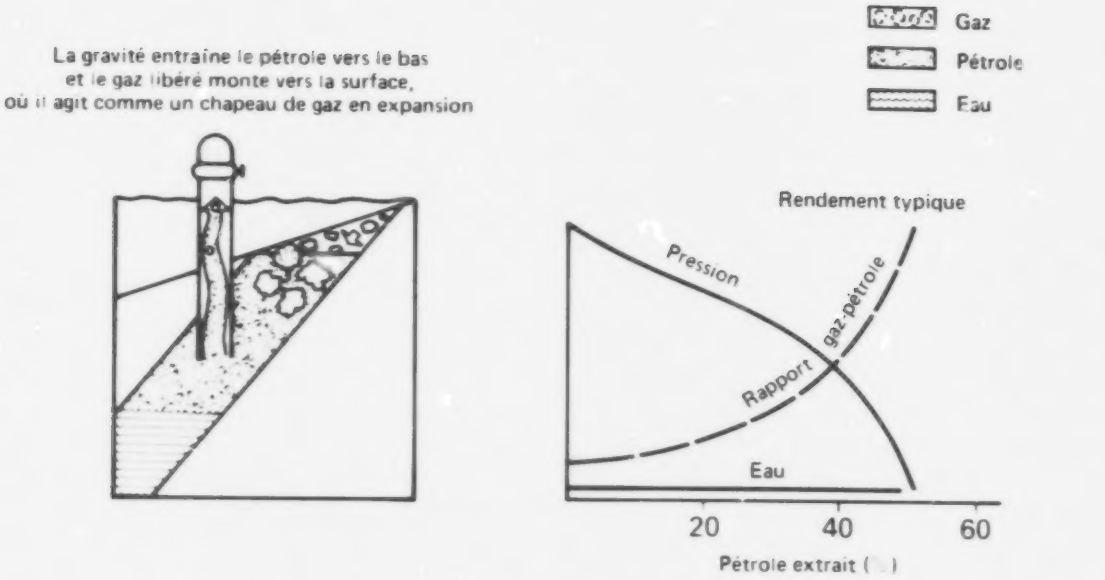
4.2.3 **Drainage par expansion du chapeau de gaz.** La récupération des pétroles légers par expansion naturelle et par libération des gaz dissous est parfois assistée par la pression qu'exerce un chapeau de gaz naturel. Ce chapeau peut être constitué de gaz libres présents à l'origine, ou de gaz libérés de la solution qui, comme le montre la figure 29, se déplacent vers le sommet du gisement de pétrole. Le chapeau de gaz se dilate vers le bas, et exerce ainsi une poussée sur le pétrole. Cette dilatation se produit à mesure que la pression dans le gisement diminue (à cause de la production). Cependant, plutôt que d'uniquement déplacer le pétrole, les gaz du chapeau, qui sont plus mobiles, tendent à s'écouler en même temps que lui. Finalement, les gaz peuvent faire irruption dans le puits et s'échapper, éliminant la pression qu'ils exerçaient et servait à la récupération.

La récupération par expansion du chapeau de gaz dépend aussi des propriétés de la roche du réservoir et des conditions du fluide présent. La quantité récupérée varie normalement entre 15 et 45 p. 100 du pétrole du gisement; la moyenne se situe à environ 25 p. 100.

4.2.4 **Déplacement par la poussée naturelle de l'eau.** L'extraction de pétrole ou de gaz se fait parfois grâce à la poussée exercée par l'eau des formations aquifères voisines du réservoir. La figure 30 illustre le principe du déplacement par l'eau et le rendement typique de la récupération à l'aide de cette méthode. La poussée peut être "active" ou "inactive". L'eau de la formation aquifère se déplace selon les gradients hydrauliques naturels existant dans le système d'écoulement, ou selon ceux que crée la production du puits; elle envahit la zone de pétrole ou de gaz dont la pression diminue à cause de la production. S'il n'y a pas de lien hydraulique entre la formation aquifère et un système d'écoulement actif, la pression peut baisser rapidement par suite de la production, auquel cas la poussée exercée par l'eau devient nulle (c'est ce qu'il est convenu d'appeler la poussée "inactive"). Cependant, lorsque la formation aquifère est étroitement liée au système d'écoulement régional ou encore à un système local possédant un gradient hydraulique élevé, la pression ne s'abaisse pas, ou presque pas, à cause de la production. On considère dans ce cas la poussée d'eau comme étant "active".

Finalement, l'eau de la formation aquifère envahit le puits et interrompt la production de pétrole ou de gaz. La quantité de pétrole normalement récupérée d'un réservoir où il y a poussée naturelle d'eau représente de 25 à 80 p. 100 du pétrole existant et se situe en moyenne aux environs de 60 p. 100. D'habitude, la période de production d'un réservoir de gaz est plus longue lorsque l'extraction est réalisée par poussée hydraulique naturelle, mais la quantité récupérée au total n'est pas nécessairement supérieure à celle d'un réservoir de gaz où la production est réalisée grâce à l'expansion. La quantité de gaz récupérée par poussée hydraulique naturelle varie habituellement entre 50 et 80 p. 100 du gaz en place.

Le front d'eau arrive au puits bien avant que la production ne devienne non rentable. Pendant la période productive d'un réservoir exploité en utilisant la poussée hydraulique naturelle, on récupère en même temps que le pétrole des quantités importantes d'eau. L'eau



Drainage par gravité

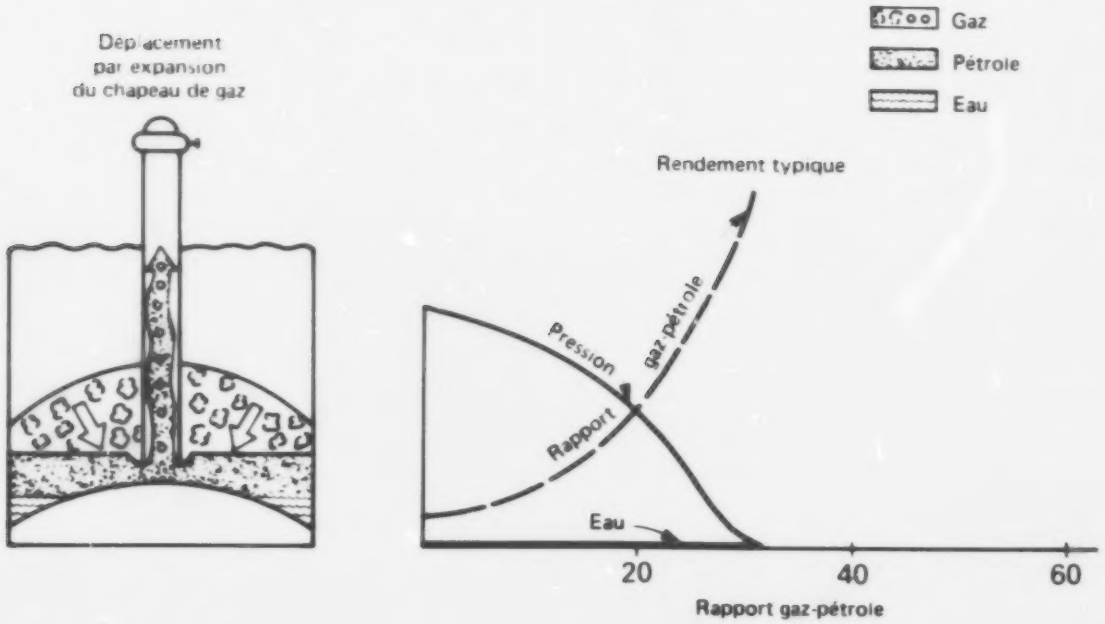


FIGURE 29 DRAINAGE PAR EXPANSION DU CHAPEAU DE GAZ ET PAR GRAVITÉ

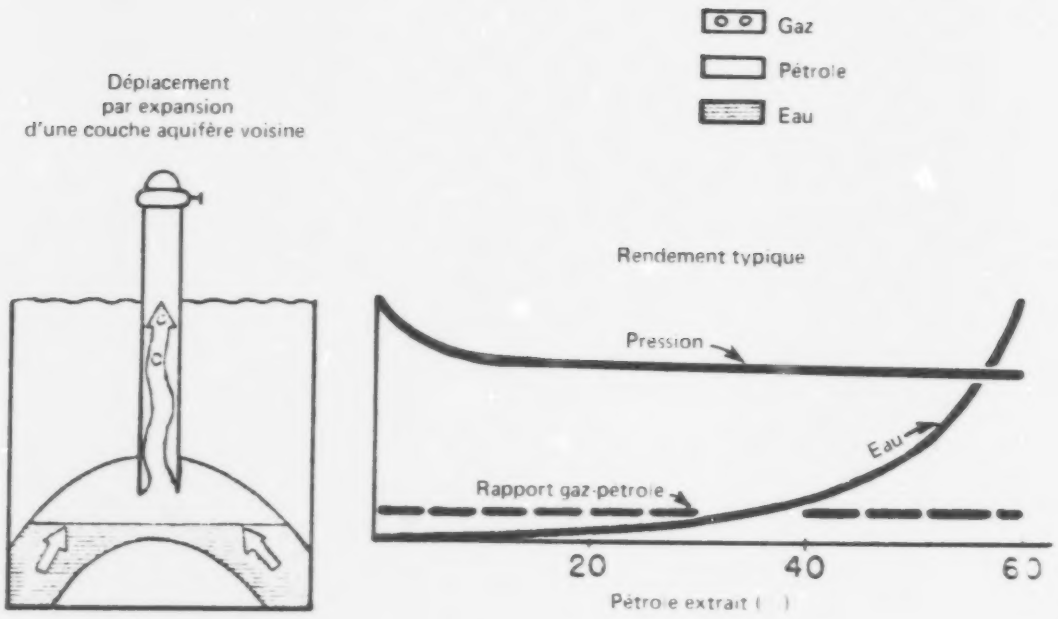


FIGURE 30 DÉPLACEMENT PAR POUSSÉE D'EAU

produite possède normalement une salinité d'au moins 10 000 . . l, et souvent de plus de 200 000 mg/l. L'eau produite n'est pas considérée comme potable ou utilisable à quelque fin que ce soit, sauf en quantités relativement faibles dans l'industrie pétrolière elle-même, par exemple pour l'entretien d'un puits de pétrole. La production d'eau est relativement rare dans le cas des autres modes d'extraction primaire et, lorsqu'elle survient, les volumes ne sont pas importants. Dans la plupart des réservoirs du Canada, la poussée d'eau n'est que partiellement "active".

4.3 Récupération secondaire

4.3.1 Aperçu. Dans la plupart des champs de pétrole, la production par récupération primaire est relativement faible, soit parce que la poussée d'eau est faible ou inexistante, soit parce que cette poussée n'est pas active. On peut empêcher la chute de pression dans le réservoir en réinjectant l'eau ou le gaz produit, ou en ajoutant un supplément d'eau ou de gaz pour maintenir ou accroître la pression. Ce sont les opérations de ce type qui entrent dans la catégorie de la récupération secondaire. Si l'injection est réalisée après épuisement du réservoir par récupération primaire, les hydrocarbures supplémentaires extraits sont d'habitude considérés comme des produits de récupération secondaire; cependant, si l'injection est réalisée avant, on la considère alors comme une opération de maintien de la pression.

Les opérations de récupération secondaire font en général intervenir l'injection d'eau ou de gaz, ou des deux à la fois. Dans ce cas, on tente d'équilibrer la quantité d'eau ou de gaz produit. Au tout début des opérations d'injection, un excédent de fluide est souvent injecté pour compenser les chutes de pression antérieures. Puis, vers la fin des opérations, l'injection est

interrompue alors que la production se poursuit. La pratique généralement considérée comme appropriée consiste à remplacer progressivement le fluide de manière à avoir injecté au total un volume égal ou supérieur à celui des hydrocarbures extraits.

4.3.2 **Injection de gaz dans un réservoir de gaz.** Il est très rare qu'on injecte de l'eau dans un champ de gaz pour en faire augmenter la production. Le gaz est très compressible et relativement peu visqueux; c'est pourquoi l'injection d'eau ne permet normalement pas de faire augmenter la rentabilité de la récupération primaire. Dans ces réservoirs, on réinjecte parfois des gaz afin d'améliorer la récupération du propane et des constituants plus lourds, qui ont tendance à se condenser et à se liquéfier et qui restent dans le réservoir alors que la pression diminue par suite de la production; en effet, ces composés sont plus volatils aux pressions et aux températures élevées. L'injection d'un gaz "pauvre", c'est-à-dire dont la composition en propane et en constituants plus lourds est faible, tend à maintenir la pression et à vaporiser de nouveau les liquides du réservoir. Le recyclage du gaz peut faire augmenter considérablement le pouvoir calorifique global du produit extrait d'un puits donné. L'injection d'eau, plutôt que d'augmenter le taux de récupération, tend à emprisonner le gaz du réservoir de façon permanente, car l'eau injectée a tendance à se ramasser dans le fond du réservoir et à empêcher l'écoulement vers les puits. La figure 31 illustre la disposition des puits pour deux modes d'exploitation par injection de gaz.

En général, dans les champs de gaz, la production d'eau est très faible parce qu'il y a très peu d'eau dans le réservoir et, même lorsqu'il y en a, elle s'écoule moins facilement vers le puits que le gaz. Lorsqu'une formation aquifère exerce une poussée et provoque un écoulement d'eau dans le puits, on réinjecte généralement cette eau dans le réservoir d'où elle provient. Les caractéristiques d'écoulement relatives de l'eau et du gaz sont telles que la présence d'une grande quantité d'eau dans le voisinage du puits crée des conditions d'instabilité dans le réservoir ou dans le puits, et l'écoulement de gaz dans le puits cesse à un taux de production d'eau relativement faible. Le tableau 16 donne des taux de production de gaz et d'eau pour des champs de gaz typiques non associés de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Il y a une certaine quantité de vapeur d'eau dans presque tous les réservoirs de gaz; le volume de cette vapeur peut atteindre un maximum d'environ 25 m^3 par million de mètres cubes de gaz dans les réservoirs profonds et saturés dont la température est élevée. La teneur moyenne en vapeur d'eau des réservoirs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique est à peu près de 10 m^3 par million de mètres cubes de gaz. Les réservoirs de gaz peu profonds, où la pression est plus faible et où la température est basse, contiennent environ 5 m^3 d'eau par million de mètres cubes de gaz. En comparaison de l'eau produite par les procédés de récupération secondaire de pétrole, la quantité de vapeur d'eau extraite avec le gaz est négligeable. On ne peut maintenir une production rentable pendant une période prolongée lorsque les taux de production dépassent 500 à 1000 m^3 d'eau par million de mètres cubes de gaz.

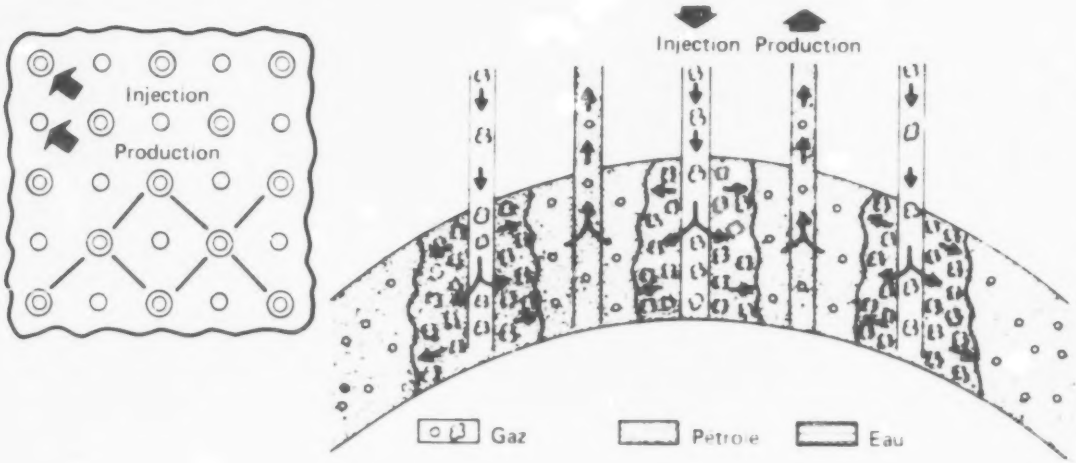
4.3.3 **Injection d'eau et de gaz dans un réservoir de pétrole.** On peut appliquer l'injection d'eau et de gaz à presque tous les réservoirs de pétrole exploités par des procédés de récupération primaire, y compris ceux dont l'exploitation est assurée par expansion du chapeau de gaz et par poussée hydraulique. Dans le cas d'exploitation par expansion du chapeau de gaz, on injecte le gaz dans le chapeau pour maintenir ou accroître la pression exercée par le gaz comprimé. L'eau est injectée en aval-pendage ou au fond, même si cela requiert l'injection dans la nappe aquifère afin de maintenir ou d'accroître la poussée hydraulique naturelle (on pourrait accroître

Récupération typique

Primaire (expansion de gaz dissous) 21%

Secondaire (injection de gaz dispersé) + 6% = 27% Du total

Augmentation par rapport à la récupération primaire = 30%



INJECTION DANS LE CHAPEAU DE GAZ

Récupération typique

Primaire (chapeau de gaz) 30%

Secondaire + 10% = 40% Du total

Augmentation par rapport à la récupération primaire = 33%

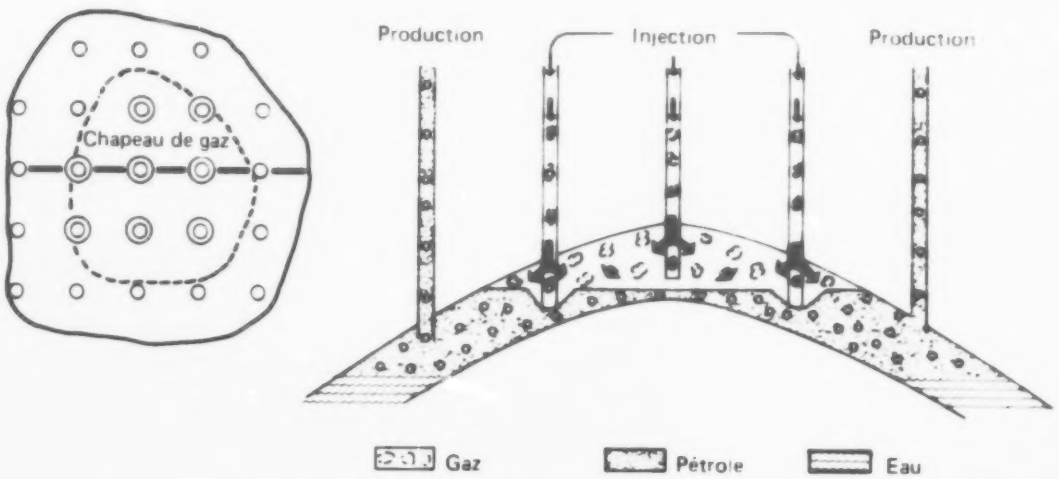


FIGURE 31 RÉCUPÉRATION PAR INJECTION DE GAZ

TABLEAU 16 PRODUCTION TYPIQUE DE CHAMPS DE GAZ — CHAMPS CLÉS DE L'ALBERTA ET DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Champ		Production quotidienne, gaz (10^6 m^3)	Production quotidienne, eau (m^3)	Rapport eau/gaz ($m^3/10^6$ m^3)
Alberta				
1)	Berland River	9,730	8	11
2)	Big Bend	9,650	10	15
3)	Boyer	1,030	24	23
4)	Bruce	1,110	37	33
5)	Burnt Timber	2,480	18	7
6)	Cache	9,820	5	6
7)	Carson Creek	1,020	2	2
8)	Carstairs	2,050	16	8
9)	Craigend	9,750	6	8
10)	Dunvegan	3,750	39	10
11)	Elmworth	7,000	20	3
12)	Ells	9,780	3	4
13)	Hairy Hill	9,620	37	60
14)	Homeglen Rimbey	1,670	22	13
15)	Hotchkiss	1,100	17	15
16)	Jumping Pound	9,800	2	3
17)	Jumping Pound West	3,750	8	2
18)	Limestone	1,570	1	1
19)	Long Coulee	9,830	1	1
20)	Medicine Hat	8,750	116	13
21)	Sinclair	1,800	3	2
22)	Strachan	2,780	63	23
23)	Tweedie	9,760	1	1
24)	Wainwright	1,590	30	19
25)	Warwick	9,640	95	148
26)	Westrose	3,410	11	3
27)	Westlock	1,400	21	15
28)	Waterton	6,000	8	1
Total		89,740	624	10
Colombie-Britannique				
1)	Clark Lake	1,690	1370	810
2)	Dahl	9,520	5	10
3)	Helmet	9,920	8	9
4)	Laprise Creek	1,420	21	15
5)	Monias	9,680	1	1
6)	Roger	9,600	15	25
7)	Sierra	2,660	24	9
8)	Stoddart	9,560	1	2
9)	Yoyo	2,640	58	22
Total		11,690	1503	128
Alberta et C.-B (tous les champs)		71,430	2127	30
Alberta et C.-B (moins Clark Lake)		69,740	757	11
Moyenne totale pour la durée de vie du champ de Clark Lake				31

Sources Compte rendu mensuel de la production de l'ERCB (Alberta).
Compte rendu mensuel de la production du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (C.-B.)

plus efficacement la production en injectant en amont du gradient du pétrole sans tenir compte du pendage, mais souvent, l'exploitant ne connaît pas les gradients hydrauliques des réseaux d'écoulement souterrains). Lorsqu'il n'y a ni chapeau de gaz, ni poussée hydraulique dans le réservoir et que l'injection d'eau est applicable, les puits d'injection sont répartis régulièrement parmi les puits de pétrole, avec un rapport entre le nombre de puits d'injection et celui des puits de production allant de 1/1 à 1/3. La figure 32 illustre la disposition des puits pour deux modes d'exploitation par injection.

Dans l'Ouest canadien, la plupart des projets de récupération secondaire ont été mis sur pied au début de l'exploitation des champs, avant qu'il y ait récupération primaire importante. On présente au tableau 17 une estimation de la production totale et des bilans d'injection au Canada. L'analyse de l'injection nette, présentée à la partie 4 du tableau 17, confirme que l'injection a pour but, et pour effet, de remplacer les volumes de pétrole et de gaz en solution qu'on retire du réservoir.

Voici, en résumé, les pourcentages de récupération du pétrole en place attribuables aux procédés primaires et secondaires:

i) Les procédés primaires permettent normalement de récupérer de 3 à 15 p. 100 du pétrole d'un gisement, la moyenne étant d'à peu près 10 p. 100.

ii) Les procédés secondaires font normalement augmenter la production totale de pétrole d'un gisement jusqu'au double environ de la récupération primaire.

Divers procédés secondaires et tertiaires peuvent être appliqués à presque n'importe quel type de système de récupération primaire, par exemple aux réservoirs à chapeau de gaz ou à poussée hydraulique, mais bien des techniques fonctionnent mieux dans des types particuliers de réservoirs. La complexité des techniques d'exploitation et des prévisions de rendement augmente avec la complexité du réservoir.

Il faut souligner que le seul procédé qui convient dans certains réservoirs est l'injection d'eau. De plus, cette méthode peut constituer une étape préliminaire nécessaire avant l'application d'un procédé tertiaire.

4.3.4 Abandon. Si, pendant le forage, on ne pénètre aucune zone pétrolifère capable de produire à des taux commercialement rentables, on abandonne le puits de forage en y plaçant des bouchons de ciment afin d'isoler les zones pouvant contenir des hydrocarbures. On utilise cependant des méthodes différentes lorsqu'on abandonne un puits qui produit déjà depuis un certain temps, car un tubage de production y a été mis en place en plus du tubage de surface.

On tente normalement de mettre du ciment à la hauteur de la zone productive perforée, comme s'il n'y avait pas de tubage. Le tube est coupé à une profondeur de 2 m environ sous la surface du sol afin d'empêcher que le reste de la colonne de tubage ne soit touché par des travaux agricoles ou d'autres travaux réalisés en surface. On remplit de ciment la partie supérieure du tubage (15 m environ), puis on soude une plaque d'acier pour boucher l'extrémité du tube. La technique utilisée doit être conforme à la réglementation applicable, et doit avoir été autorisée; elle dépend de la nature des zones pénétrées, de la profondeur du puits et d'autres facteurs pouvant influer sur les risques que le puits présente pour l'environnement.

Dans certains cas, on peut tenter de récupérer une partie du tubage de production. Cette opération réussit souvent lorsque le puits a été foré récemment ou lorsqu'il est situé dans une région où les conditions géologiques sont propices au retrait. Dans bien des régions, comme dans celle de Lloydminster, la réglementation exige la cimentation du tubage de production sur toute sa longueur. Il est alors impossible de récupérer le tubage.

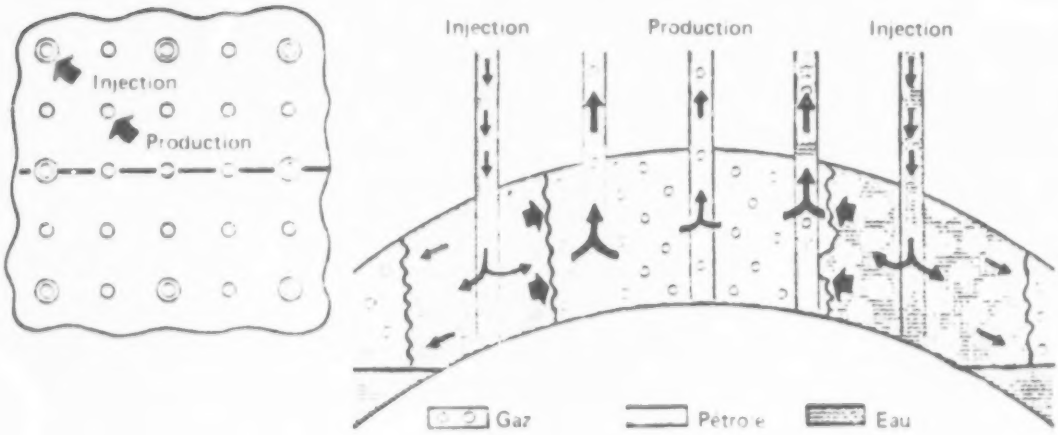
DÉPLACEMENT PAR FRONT CONTINU (INJECTION EN PÉRIPHÉRIE)

Récupération typique

Primaire (expansion de gaz dissous) 21%

Secondaire (injection en périphérie) + 21% = 42% Du total

Augmentation par rapport à la récupération primaire = 100%



DÉPLACEMENT PAR PLUSIEURS FRONTS (MAILLAGE, À CINQ PUITS)

Récupération typique

Primaire (expansion de gaz dissous) 21%

Secondaire (maillage des puits d'injection) + 21% = 42% Du total

Augmentation par rapport à la récupération primaire = 100%

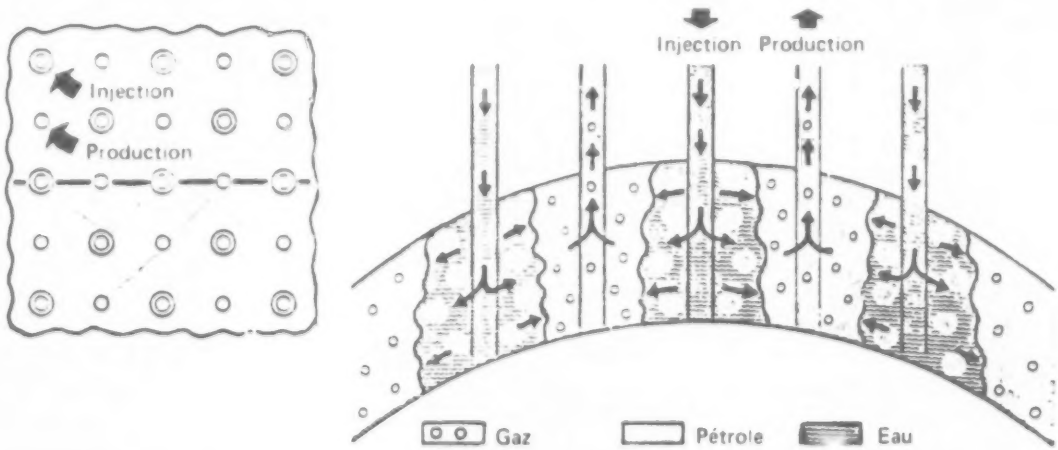


FIGURE 32 CONFIGURATIONS: INJECTION D'EAU

TABLEAU 17 TAUX DE PRODUCTION ET DONNÉES SUR LES RÉSERVES

1) PÉTROLE CLASSIQUE

	Production quotidienne, 1981 (m^3 d)	Production cumulative au 81 07 01 (10^6 m^3)	Reserves recuperables au 81 07 01 (10^6 m^3)	Pourcentage des reserves recuperables totales[a]
Colombie-Britannique	5 500	53.592	24.441	2.9
Alberta	165 000	1230.661	682.498	81.0
Saskatchewan	20 000	279.022	100.247	11.9
Manitoba	1 550	21.400	4.603	0.5
Ontario	240	8.896	1.320	0.2
Autres	450		30.000	3.5
Total, Canada	192 840	1593.571	843.109	100.0

2) GAZ BRUT, NET APRÈS INJECTION

	Production quotidienne, 1981 (10^6 m^3 d)	Production cumulative au 81 07 01 (10^9 m^3)	Reserves recuperables au 81 07 01 (10^9 m^3)	Pourcentage des reserves recuperables totales[a]
Colombie-Britannique	26.989	179.495	283.741	10.9
Alberta	217.432	1219.347	2289.933	87.6
Saskatchewan	3.905	29.050	37.823	1.4
Manitoba	0.100	1.500	0.300	0.0
Ontario	1.100	24.040	3.326	0.1
Autr				
Total, Canada	249.526	1453.432	2615.123	100.0

3) PRODUCTION D'EAU (eau pétrole)

	Production quotidienne, 1981 (m^3 d)	Production cumulative au 81 07 01 (10^6 m^3)	Rapport eau pétrole	
			Actuel	Cumulatif
Colombie-Britannique	7 047	29.566	1.3	0.1
Alberta	300 260	585.850	2.0	0.5
Saskatchewan	72 467	313.521[b]	3.6	1.1
Manitoba				
Ontario				
Autres				
Total, Canada	379 774	928.937		

4) INJECTION D'EAU (comprend l'eau produite et l'eau pure)

	Production quotidienne, 1981 (m^3 d)	Injection cumulative (10^6 m^3)	
		Réelle au 81 07 01[c]	Nette au 81 07 01[d]
Colombie-Britannique	12 440	92.514	63.350
Alberta	470 060	1738.730	1152.880
Saskatchewan	100 000[b]	603.702	290.183
Manitoba			
Ontario			
Total, Canada	582 500	2434.948	1506.413

[a]Représente la part de chaque province des réserves récupérables canadiennes.
[b]Valeurs estimatives du taux quotidien d'injection d'eau et de la production cumulative d'eau pour la Saskatchewan.
[c]L'injection *réelle* inclut l'eau produite.
[d]L'injection *nette* est la différence entre l'injection totale et la quantité cumulative d'eau produite.

Lorsqu'une partie du tubage est récupérée, la portion libre du trou est abandonnée comme s'il s'agissait d'un forage improductif, alors que la portion demeurant tubée est abandonnée de la façon décrite ci-dessus. Au point de rencontre du trou tubé et du trou non tubé, on pose un bouchon de ciment (environ 15 m de part et d'autre de ce point).

Les trous tubés sont protégés contre la circulation entre les formations par le tubage et les bouchons mis en place au moment de l'abandon. À court terme, cette technique est satisfaisante, mais le tubage se corrode inévitablement ou il s'écrase sous l'effet des pressions souterraines après 20 ans, 30 ans ou davantage. Lorsque le tubage est corrodé, les processus naturels qui suivent sont finalement semblables à ceux ayant cours dans un trou non tubé abandonné, et la boue de forage ou le ciment laissés dans le trou exercent une pression hydrostatique jugée suffisante pour empêcher tout écoulement dans le trou de forage.

À l'occasion, on traverse pendant le forage des zones contenant du sulfure d'hydrogène, qui est un agent corrosif. Au moment de l'abandon, on s'efforce alors de boucher avec du ciment la portion du trou à la hauteur de cette zone. Même s'il y avait corrosion et détérioration du bouchon de ciment, sa masse y demeurerait de façon permanente, remplissant et bouchant le trou.

Dans un trou tubé, l'action combinée du fluide de forage empêchant l'écoulement et de la cimentation du tubage de surface protégeant l'eau douce, permet d'obtenir une circulation, entre les formations, inférieure à celle d'un trou non tubé; mais on ne connaît pas les problèmes qui peuvent survenir à long terme avec ces techniques, non plus que la fréquence à laquelle ils risquent de surgir.

4.3.5 **Potentiel futur d'exploration et prévision des besoins en eau.** En 1980, l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta et l'Office national de l'énergie (ONE) ont tenu des audiences publiques pour étudier les approvisionnements prévus en pétrole et en produits pétroliers entre 1980 et 2000. Ces audiences portaient à la fois sur la production potentielle à partir des réserves établies et sur le potentiel de production supplémentaire attribuable aux nouveaux gisements découverts par exploration.

Les prévisions de productivité de l'ERCB et de l'ONE sont présentées aux tableaux 18 et 19. Au tableau 18, les prévisions de l'ERCB relatives au pétrole brut léger de l'Alberta dépassent l'ensemble des prévisions de l'ONE pour le Canada de 1984 à 1991. Bien que les prévisions globales de l'ONE et de l'ERCB soient très voisines, l'ONE a supposé que seulement 81 p. 100 de la production proviendraient de l'Alberta. Ces divergences ne sont pas aussi importantes qu'elles peuvent le paraître lorsqu'on les considère en pourcentage; elles reflètent la difficulté qu'on éprouve à préparer des prévisions relativement précises, car des changements technologiques et économiques peuvent avoir des effets importants sur la capacité de production.

Le tableau 19 présente la position des deux organismes en ce qui concerne la capacité nouvelle de production, les additions attribuables à la récupération primaire et à l'injection d'eau dans les nouveaux gisements de pétrole léger classique, et la récupération assistée du pétrole lourd. Comme nous l'avons déjà mentionné, les besoins nets en eau sont basés sur le volume de pétrole et de gaz en solution qui est retiré du réservoir. Dans les cas spéciaux d'injection de gaz, cependant, une petite portion de l'espace destiné à être occupé par l'eau peut être remplie par une poche de gaz emprisonné. De façon empirique, on peut estimer que les besoins futurs en eau pour la récupération de pétrole léger seront égaux au volume de pétrole retiré. Actuellement, l'alimentation en eau provient des réseaux d'écoulement en surface, de sources d'eaux souterraines et de réservoirs souterrains d'eau non potable. En Colombie-Britannique, l'eau servant à la production de pétrole provient surtout des réseaux d'écoulement en surface, y compris de la

TABLEAU 18 CAPACITÉS DE PRODUCTION DE PÉTROLE PRÉVUES D'APRÈS LES RÉSERVES ÉTABLIES

Année	ONE Ensemble du Canada Base modifiée	ERCB Total pour l'Alberta
Pétrole brut léger (10^3 m^3/d)		
1981	165,6	159
1982	149,1	143
1983	130,0	130
1984	113,3	115
1985	99,7	103
1986	88,3	91
1987	78,1	81
1988	69,4	71
1989	61,9	63
1990	55,4	56
1991	49,9	50
1992	45,1	45
1993	40,4	40
1994	36,9	36
1995	33,6	32
1996	30,7	29
1997	28,1	26
1998	25,7	23
1999	23,6	21
2000	21,7	20
Total	1347,0	1332
Répartition estimée par l'ONE: Colombie-Britannique		2,9%
Alberta		81,0%
Saskatchewan		11,9%
Manitoba		0,5%
Ontario		0,2%
Autres		3,5%
Pétrole brut lourd classique (10^3 m^3/d)		
1981	31,2	12
1982	28,4	10
1983	25,6	9
1984	23,0	8
1985	20,7	7
1986	18,7	6
1987	16,8	5
1988	15,2	5
1989	13,7	4
1990	12,5	4
1991	11,3	3
1992	10,2	3
1993	9,3	2
1994	8,4	2
1995	7,6	2
1996	6,9	1
1997	6,2	1
1998	5,5	1
1999	4,8	1
2000	4,3	1
Total	208,3	81
Alberta et Saskatchewan – 100 %		

Sources: L'Énergie au Canada: offre et demande 1980-2000, Office national de l'énergie, juin 1981.
Alberta Energy Resources Conservation Board Proceedings, 800065, Productive Capacity and Ultimate Potential of Crude Oil.

TABLEAU 19 PRODUCTION PRÉVUE DE PÉTROLE: DÉCOUVERTES, ADDITIONS ET RÉCUPÉRATION ASSISTÉE

Année	ONE Ensemble du Canada A terre Non frontalier	ERCB Total pour l'Alberta
Découvertes et additions, pétrole brut léger (10^3 m^3/d)		
1981	2,7	4
1982	6,3	6
1983	10,5	9
1984	14,8	11
1985	18,8	14
1986	25,9	16
1987	30,1	19
1988	33,6	19
1989	36,4	21
1990	38,3	22
1991	39,8	23
1992	40,4	23
1993	41,0	24
1994	41,3	24
1995	41,4	24
1996	41,3	24
1997	41,0	24
1998	40,7	24
1999	40,3	24
2000	39,8	24
Total	624,4	379
Répartition estimée par l'ONE: Colombie-Britannique		2,9%
Alberta		81,0%
Saskatchewan		11,9%
Manitoba		0,5%
Ontario		0,2%
Autres		3,5%
Découvertes et récupération assistée, pétrole brut lourd (10^3 m^3/d)		
1981	0,9	-
1982	2,5	-
1983	4,8	0,8
1984	7,6	1
1985	10,3	3
1986	13,2	5
1987	15,9	7
1988	18,3	9
1989	20,3	12
1990	22,3	13
1991	24,1	14
1992	26,0	15
1993	27,4	17
1994	28,5	17
1995	29,4	19
1996	30,0	20
1997	30,5	22
1998	30,7	23
1999	30,5	24
2000	30,2	25
Total	403,4	246,8
Alberta et Saskatchewan – 100 %		

Sources: L'Énergie au Canada: offre et demande 1980-2000, Office national de l'énergie, juin 1981.
Alberta Energy Resources Conservation Board Proceedings, 800065, Productive Capacity and Ultimate Potential of Crude Oil.

rivière de la Paix. En Saskatchewan, l'eau est tirée surtout de réservoirs souterrains, en particulier des sables aquifères de Blairmore. En Alberta, l'eau d'injection vient des rivières Saskatchewan-Nord et Saskatchewan-Sud, de la rivière de la Paix et des formations de Paskapoo et de Belly River, ainsi que de divers lacs. En Alberta, tous les besoins en eau et toute la consommation qui en est faite doivent être autorisés dans la région touchée par la Direction de l'eau du ministère des Ressources naturelles.

On trouve au tableau 20 des prévisions sur les quantités d'eau utilisées pour produire du pétrole classique léger et lourd. Ces prévisions peuvent se faire de plusieurs façons. Pour les besoins de la présente étude, nous avons modifié une méthode souvent utilisée, selon laquelle l'ensemble de la production liquide est constant, et nous l'avons appliqué à l'évaluation des quantités d'eau nécessaires à l'extraction du pétrole léger.

4.3.6 Réglementation. En Alberta, l'ERCB est le principal organisme responsable de la réglementation sur la production de pétrole et de gaz. Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation d'une batterie de production de pétrole ou d'une usine de traitement du gaz sur place sont régis par l'Oil and Gas Conservation Act et ses règlements. Une demande écrite officielle doit être faite auprès de l'ERCB pour l'approbation des installations de ce genre. Les ministères de l'Environnement et de l'Énergie et des Ressources naturelles peuvent tous deux jouer un rôle, selon les installations à construire. Les figures 33 à 35 illustrent les autorisations gouvernementales nécessaires et les mesures écologiques à prendre à un puits, à une batterie de production de pétrole et à une batterie de production de gaz.

L'Oil and Gas Conservation Act pose aussi des exigences relatives à la protection de l'eau, s'appliquant au stockage des produits, au confinement des déversements, à l'élimination des déchets liquides, aux opérations, à l'entretien et à la mesure des taux de production et d'injection. Les articles 8.010 à 8.031 du Règlement interdisent le stockage de pétrole dans des fosses, et exigent un permis pour le stockage de bitume brut ou de dérivés d'hydrocarbures. Tout réservoir contenant du pétrole ou tout liquide autre que de l'eau doit être endigué ou entouré d'une cloison pare-feu dont la capacité et l'emplacement sont laissés à la discrétion de l'ERCB.

S'il y a déversement de pétrole ou d'eau salée par suite d'un bris d'équipement ou d'une fuite, le détenteur du permis ou l'exploitant est responsable de son confinement ou de sa récupération; si le déversement n'est pas confiné à l'emplacement ou s'il dépasse 2 m^3, il doit le signaler immédiatement à l'ERCB (article 8.050). Lorsqu'un puits ou une batterie se trouve à moins de 100 m du niveau des hautes eaux d'un plan d'eau, et que l'ERCB estime qu'une fuite éventuelle pourrait atteindre l'eau, des précautions spéciales sont requises, comme la présence de vannes de sûreté à fermeture automatique et de tranchées ou digues, et l'élaboration d'un plan de récupération en cas de déversement (article 8.060).

Récemment, des plans d'urgence ont été établis en cas de déversement de pétrole grâce aux efforts combinés de l'ERCB, du ministère de l'Environnement et du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta; on requiert de tous les exploitants qu'ils prévoient des mesures efficaces de confinement, de récupération et de nettoyage (ERCB-ID-OG-75-2).

En vertu de l'acticle 38 de l'Oil and Gas Conservation Act, tout plan de collecte, de stockage et d'élimination de l'eau produite lors de l'extraction de pétrole ou de gaz, ou de stockage ou élimination de tout fluide dans une formation souterraine, doit être autorisé par l'ERCB. La demande d'autorisation doit inclure la description des caractéristiques géographiques et géologiques du lieu, du type de fluide utilisé dans l'espace annulaire, etc.; de plus, elle est revue par le ministère de l'Environnement, qui peut imposer des conditions préalables à l'autorisation.

TABLEAU 20 PRÉVISION DES QUANTITÉS D'EAU NÉCESSAIRES À LA RÉCUPÉRATION DU PÉTROLE LÉGER DE RÉSERVES ÉTABLIES ET DU PÉTROLE LOURD CLASSIQUE

	Récupération du pétrole léger de réserves établies*						Récupération du pétrole lourd classique			
	Alberta		Saskatchewan		Colombie-Britannique		Provenant de réserves établies (10^3 m^3/d)	Provenant de nouvelles réserves (10^3 m^3/d)		
Année	Production (10^3 m^3/d)	Rapport eau-pétrole (m^3/m^3)	Production (10^3 m^3/d)	Rapport eau-pétrole (m^3/m^3)	Production (10^3 m^3/d)	Rapport eau-pétrole (m^3/m^3)		Injection d'eau**	Récupération thermique***	Total (10^3 m^3/d)
1981	262	1,8	39,9	3,9	7,2	1,3	86,1	0,5	1,5	88,1
1982	270	1,9	40,6	4,3	7,8	1,7	91,0	1,4	4,4	96,8
1983	278	2,1	41,7	5,0	8,5	2,1	95,9	2,8	8,4	107,1
1984	288	2,5	42,6	5,7	9,1	2,7	100,7	4,6	13,4	118,7
1985	294	2,9	43,3	6,5	9,6	3,3	105,4	6,6	18,2	130,2
1986	300	3,3	43,9	7,3	9,9	3,9	109,9	9,1	23,3	142,3
1987	305	3,8	44,5	8,2	10,2	4,5	114,5	11,9	28,1	154,5
1988	310	4,4	45,0	8,1	10,5	5,2	118,9	14,7	32,3	165,9
1989	312	5,0	45,5	10,1	10,7	5,9	123,3	17,5	35,9	177,6
1990	314	5,6	46,0	11,4	10,9	6,8	127,5	20,3	39,4	187,2
1991	314	6,3	46,3	12,5	11,0	7,6	131,9	23,3	42,6	197,8
1992	315	7,0	46,6	13,6	11,2	8,5	135,4	26,6	46,0	208,0
1993	315	7,8	46,8	14,8	11,3	9,5	123,5	30,3	48,5	202,3
1994	315	8,7	47,1	16,2	11,4	10,6	111,6	33,8	50,4	195,8
1995	315	9,7	47,3	17,6	11,5	11,8	101,2	37,3	52,0	190,5
1996	315	10,6	47,5	19,0	11,6	13,0	92,2	40,5	53,1	185,8
1997	315	11,7	47,7	20,4	11,7	14,3	81,8	43,7	53,9	179,4
1998	315	13,1	47,8	22,0	11,8	15,7	72,9	47,4	54,3	174,6
1999	315	14,2	48,0	23,7	11,8	17,2	64,0	50,4	53,9	168,3
2000	315	15,0	48,1	25,4	11,9	18,8	56,5	53,2	53,4	163,1

* Calculée d'après les prévisions de production de pétrole du tableau 18.

** Le rapport eau-pétrole augmente au taux de 5 % par année, passant de 2 à 6,9.

***Stimulation par la vapeur (traitée au chapitre 5) comportant l'injection de 4 barils d'eau sous forme de vapeur par baril de pétrole produit.

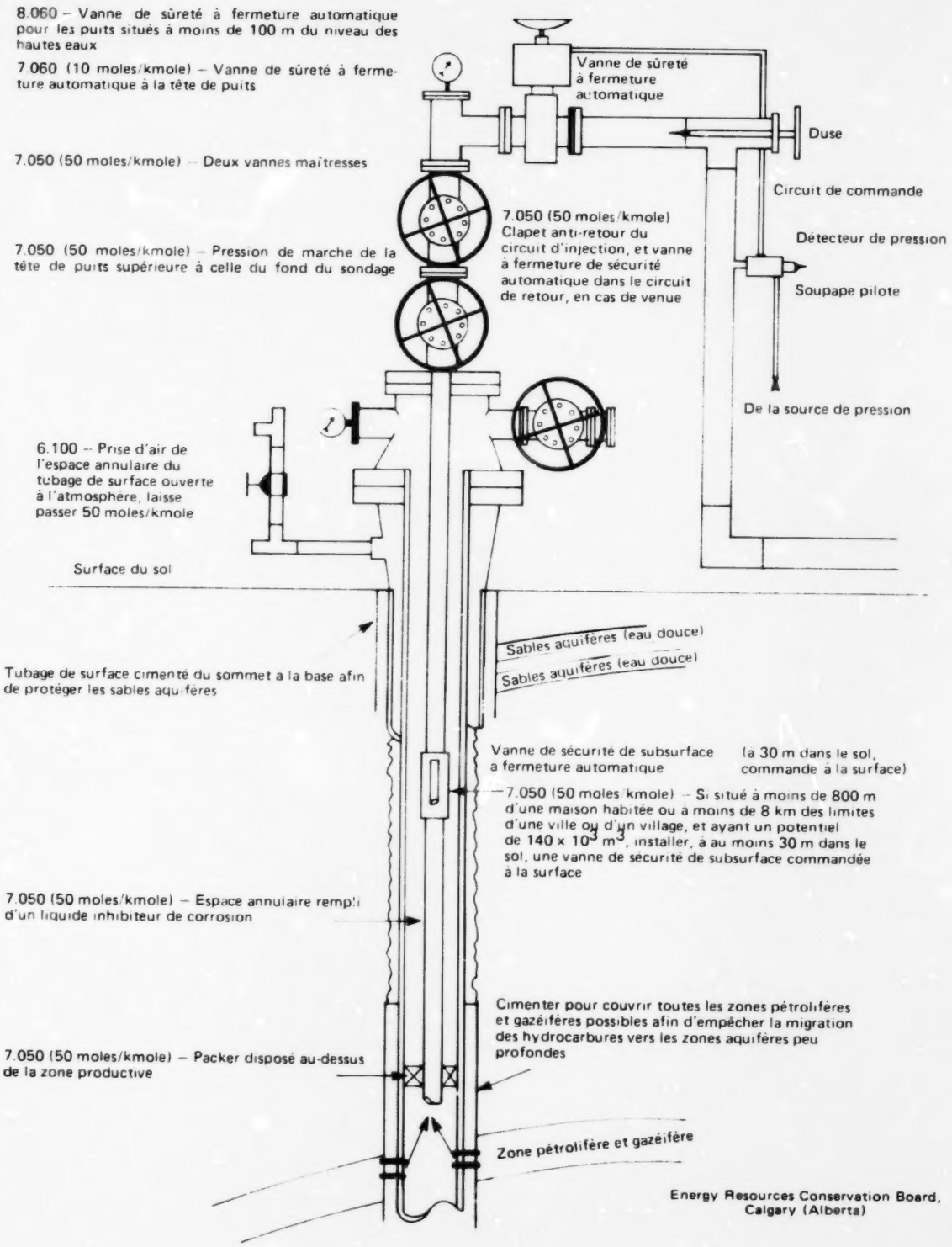


FIGURE 33 MESURES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT À UN PUITS (ERCB, Alberta)

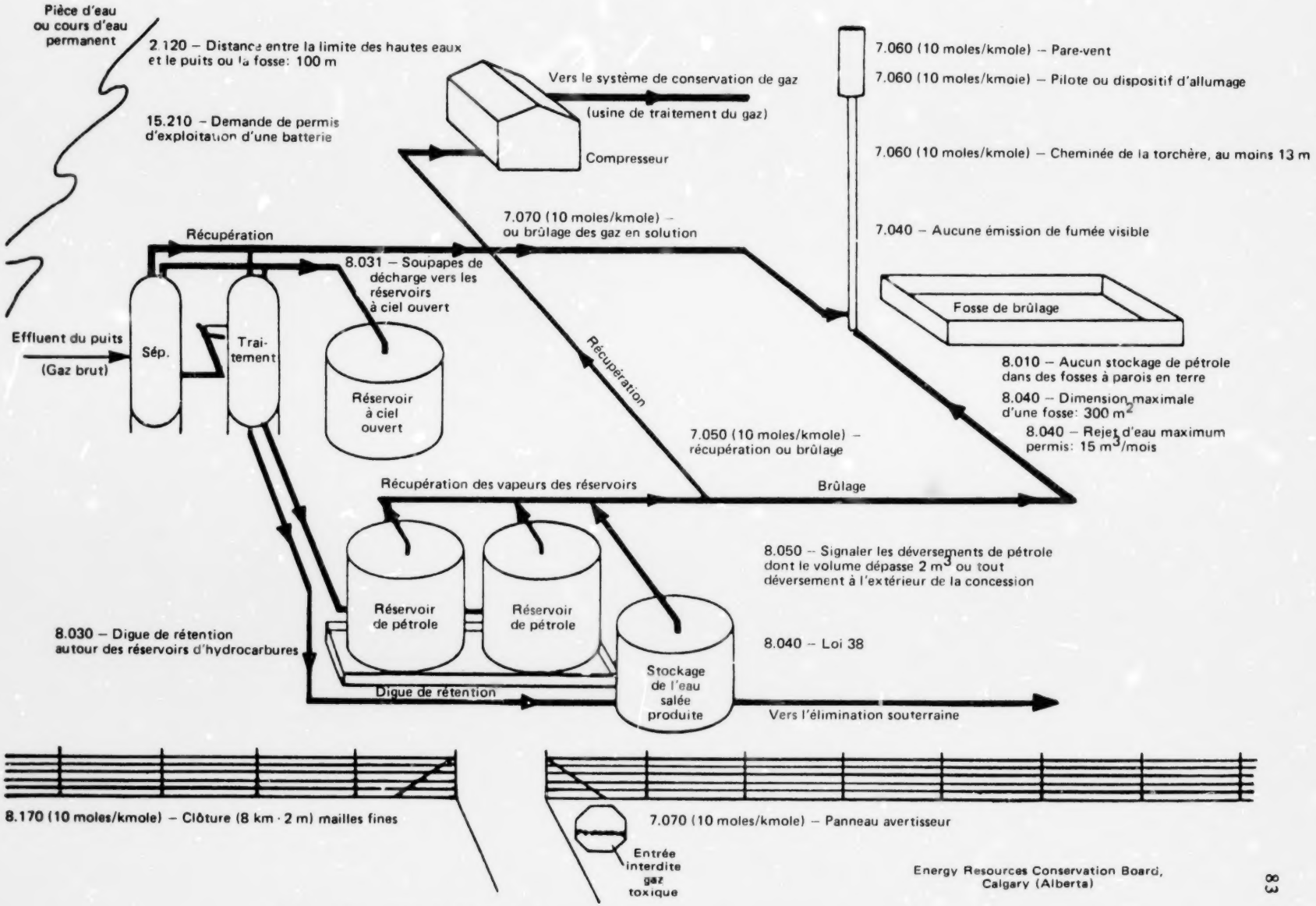


FIGURE 34 MESURES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT À UNE BATTERIE DE PRODUCTION DE PÉTROLE (ERCB, Alberta)

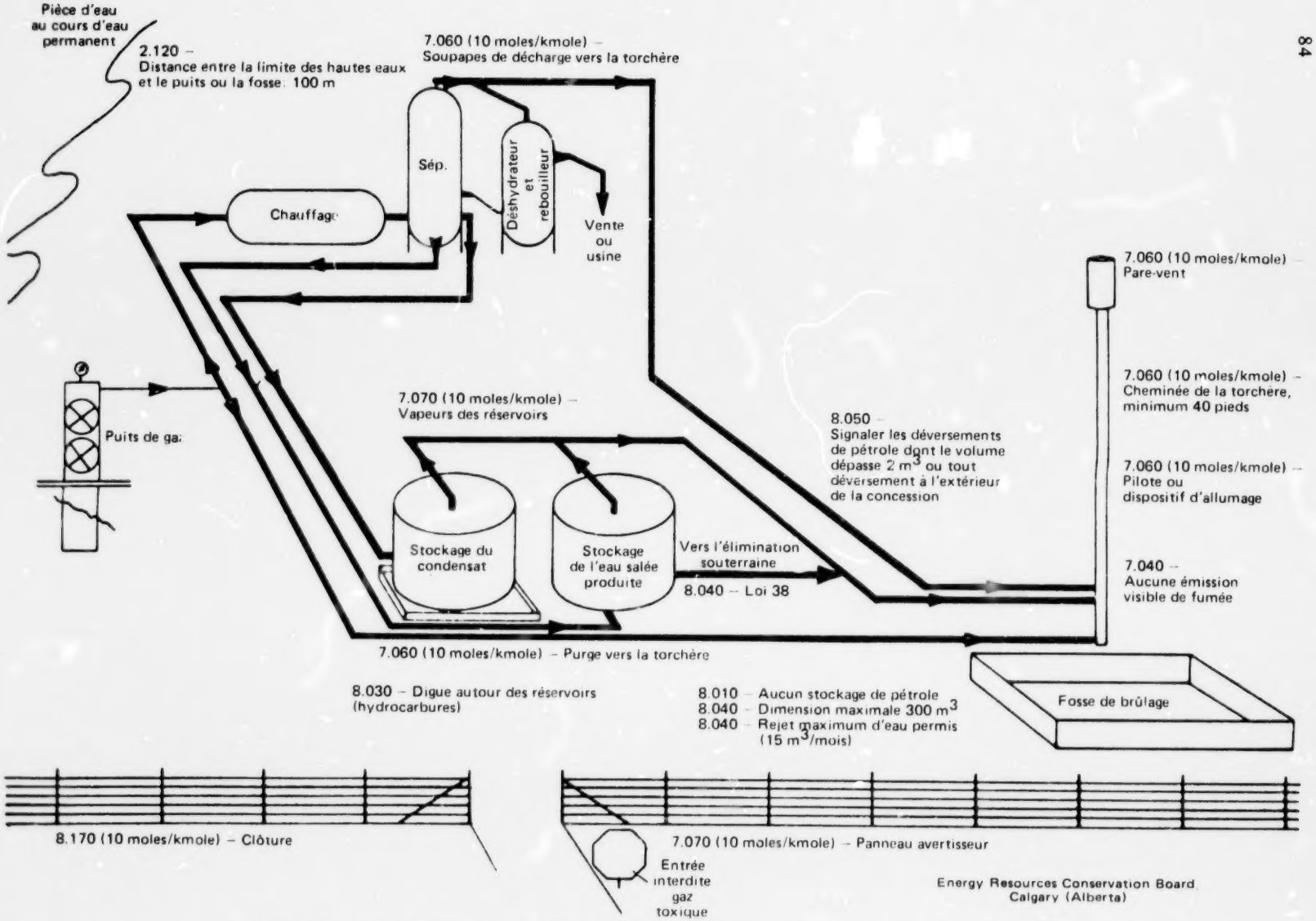


FIGURE 35 MESURES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT À UNE BATTERIE DE PRODUCTION DE GAZ (ERCB, Alberta)

Selon l'article 8.040 du Règlement, toute l'eau produite doit être éliminée d'une façon jugée acceptable par l'ERCB. En général, l'élimination se fait dans des formations souterraines et, comme nous l'avons déjà mentionné, contribue au maintien de la pression. Il n'est permis de rejeter que de petites quantités d'eau produite dans des fosses aménagées en surface. On n'encourage d'ailleurs pas le recours à cette méthode et il est très probable qu'elle soit de moins en moins autorisée avec le temps (Wolff, 1978).

Il n'est pas permis de se servir, à une installation donnée, de plus d'une fosse à la fois pour le stockage ou l'élimination de l'eau (article 8.040). Pour l'aménagement des fosses à parois en terre, on doit se servir d'argile ou d'une autre substance imperméable; l'aire de ces fosses ne doit pas dépasser 300 m^2. Les parois doivent prévenir tout déversement et toute infiltration des eaux de ruissellement naturelles. On peut éliminer ou stocker dans la fosse un maximum de 15 m^3 d'eau produite par mois, mais l'ERCB ou le ministère de l'Environnement peuvent prescrire des exigences spéciales pour tenir compte de facteurs comme la salinité de l'eau ou les caractéristiques du sol, par exemple.

Le détenteur de permis ou l'exploitant a la responsabilité de s'assurer que tous les déchets liquides produits à un puits ou à une batterie sont confinés en tout temps et éliminés de façon à ce qu'il n'y ait aucune pollution directe ou éventuelle de l'air, du sol, des eaux qu'elles soient superficielles ou souterraines. Au moment de la complétion, de l'interruption ou de l'abandon, toutes les excavations doivent être remplies et les déchets liquides doivent être éliminés de façon conforme à la réglementation de l'ERCB.

En cas d'injection d'air, de gaz, d'eau ou de toute autre substance dans le puits jusqu'à une formation souterraine, la quantité injectée doit être mesurée en continu d'une manière acceptable pour l'ERCB (article 14.200). Le détenteur de permis doit noter chaque jour la quantité de pétrole, de gaz, d'eau et de toute autre substance produite, les détails des opérations et les types de substances injectées, leur volume, leur provenance ainsi que les traitements préalables qu'elles ont subis (article 12.030). La figure 36 présente les détails de l'aménagement d'un puits d'injection typique.

L'élimination des eaux usées provenant de l'usine de traitement du pétrole ou de gaz, ainsi que des eaux de ruissellement, doit être approuvée par le ministère de l'Environnement lorsqu'elle est effectuée dans un plan d'eau ou dans une fosse aménagée en surface. L'élimination dans une formation souterraine doit être autorisée à la fois par l'ERCB et le ministère de l'Environnement.

En Saskatchewan, les dispositions relatives à l'élimination de l'eau salée sont incluses dans l'article 810 des Oil and Gas Conservation Regulations. L'eau de formation produite doit être éliminée selon une méthode jugée acceptable par le Ministre, et de façon à ne pas constituer un danger pour la santé ou à ne pas polluer l'eau douce ou le sol arable. L'élimination par injection dans le sous-sol doit être autorisée et la demande d'autorisation doit être accompagnée du consentement des propriétaires des gisements touchés.

La réglementation de la Colombie-Britannique exige aussi l'autorisation de toute élimination dans des formations souterraines (division 9.5 des Drilling and Production Regulations). En cas d'urgence, on peut se servir de fosses munies d'un revêtement dont l'aire maximale est de 600 m^2 (division 91), en comparaison de 300 m^2 en Alberta.

4.4 Modes d'élimination des eaux usées et traitement préalable requis

La figure 34 illustre de façon schématique le traitement effectué à une installation de production de pétrole, ainsi que les règlements de l'ERCB qui s'y appliquent. Comme cette

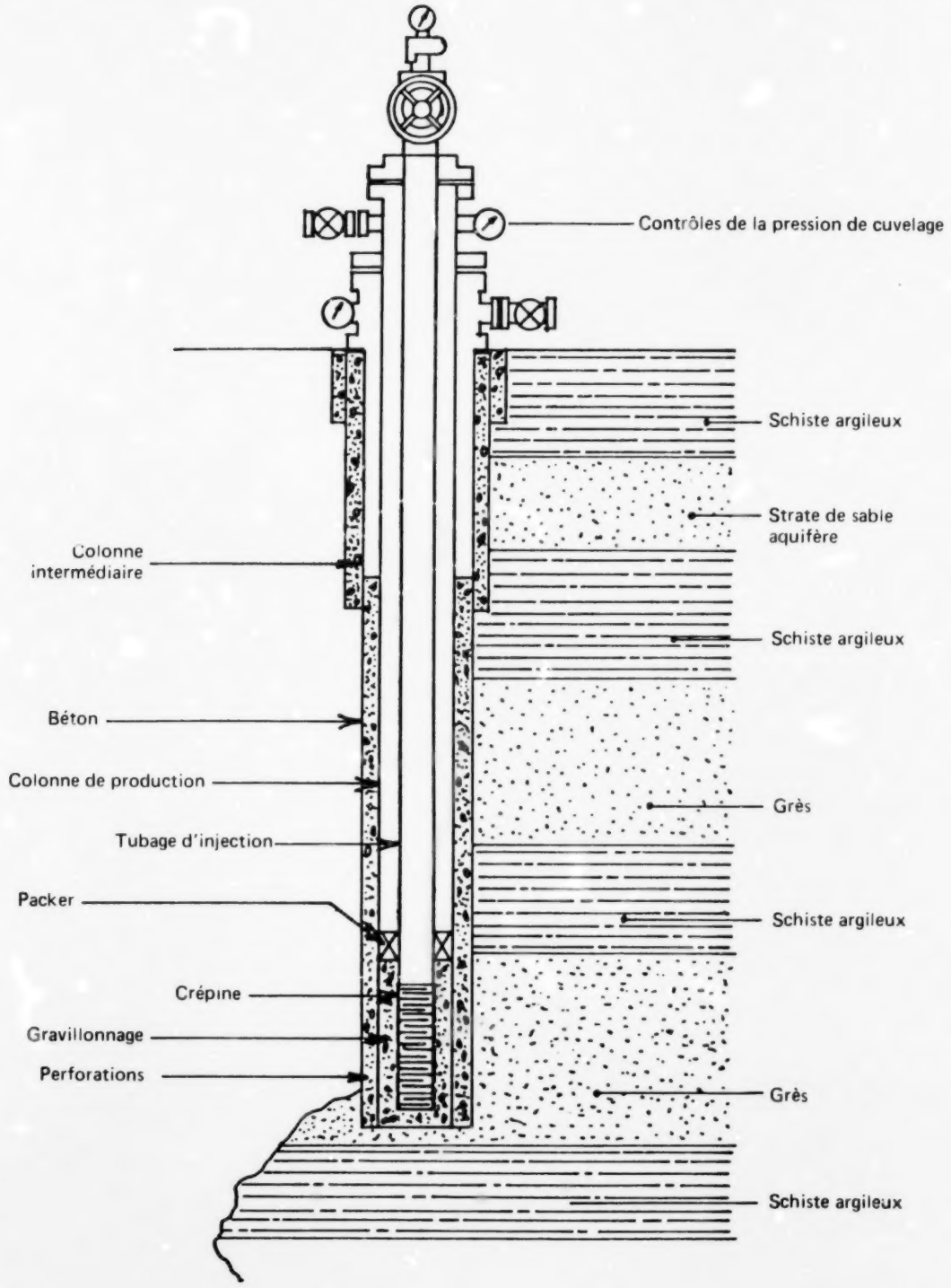


FIGURE 36 PUITS D'INJECTION CARACTÉRISTIQUE (Association pétrolière du Canada, 1980)

figure le montre, le pétrole et le gaz sont d'abord séparés dans un séparateur par gravité. Le pétrole et l'eau combinés sont ensuite retirés et ils sont séparés dans une unité de traitement (comme l'unité de traitement thermique illustrée à la figure 37). L'eau produite est ensuite pompée vers un réservoir; elle sera habituellement réinjectée, avec ou sans traitement additionnel, dans la formation originale pour y maintenir la pression. Dans certains cas, on se sert de fosses d'évaporation pour éliminer l'excédent d'eau. Les déchets d'une installation de production de gaz sont constitués de faibles volumes d'eau de formation, qui sont négligeables si on les compare à ceux qu'engendre une installation de production de pétrole classique.

Les déchets produits à une batterie d'exploitation de pétrole classique sont constitués d'eau de formation, d'émulsions de pétrole et d'eau, ainsi que de boues, par exemple celles qu'engendre le traitement de l'eau produite avant sa réinjection.

Les tableaux 21 et 22 présentent la concentration de certains des constituants inorganiques dans les eaux produites. Bien que variable, la teneur en matières totales dissoutes de l'eau produite peut être très élevée. Sa teneur en substances organiques peut aussi être très élevée; cependant, au moment de la rédaction du présent rapport, on ne possédait sur la composition en substances organiques aucune donnée analogue aux données chimiques de tableaux 21 et 22.

La teneur en pétrole et, jusqu'à un certain point, la teneur en substances organiques de l'eau produite dépendent de l'efficacité du traitement effectué par le séparateur eau-pétrole. Avant d'injecter les saumures dans le sous-sol, on les traite souvent (de la manière indiquée à la figure 38) afin d'obtenir des eaux de la qualité requise pour les opérations d'injection et de récupération tertiaire, et afin d'éviter les problèmes suivants.

i) Colmatage de la formation;
ii) Corrosion du matériel;
iii) Croissance microbienne; et
iv) Gonflement de l'argile dans la formation.

Le tableau 23 présente de façon schématique les propriétés que doivent avoir les eaux pour prévenir l'apparition de ces problèmes. Dans le cas du colmatage de la formation, les facteurs dont on doit tenir compte sont habituellement les suivants:

i) La teneur élevée en matières en suspension de la saumure, en rapport avec la porosité et la perméabilité de la formation cible; et
ii) Les réactions de précipitation résultant de la présence d'oxygène ou de l'addition d'eau incompatible avec l'eau du réservoir.

Les teneurs souhaitables en matières en suspension (pétrole, argile, oxydes de fer, sable, etc.) sont celles qu'on peut obtenir par flottation ou par décantation, d'habitude à l'aide de coagulants (comme l'alun) ou d'agents de floculation (par ex., les polyacrylamides). Si la perméabilité de la zone cible est faible, la décantation ou la flottation est généralement suivie d'une filtration.

Les réactions de précipitation peuvent se produire par suite de l'oxygénation causée par l'exposition de la saumure à l'air. L'oxygène peut ensuite oxyder le Fe+ + en Fe+ + + et le faire précipiter. Le précipité formé peut encroûter le puits de forage ou colmater la formation dans laquelle la saumure est injectée, auquel cas il faut appliquer une pression d'injection plus élevée qui risque de causer la rupture du système d'élimination (Collins, 1971).

Il peut aussi y avoir précipitation du fer lorsqu'on ajoute à l'eau de la formation de l'eau douce contenant de l'oxygène. Dans ce cas, il peut aussi y avoir apparition d'autres précipités minéraux comme le gypse, la calcite et la barytine (Schumaker, 1978). On peut empêcher

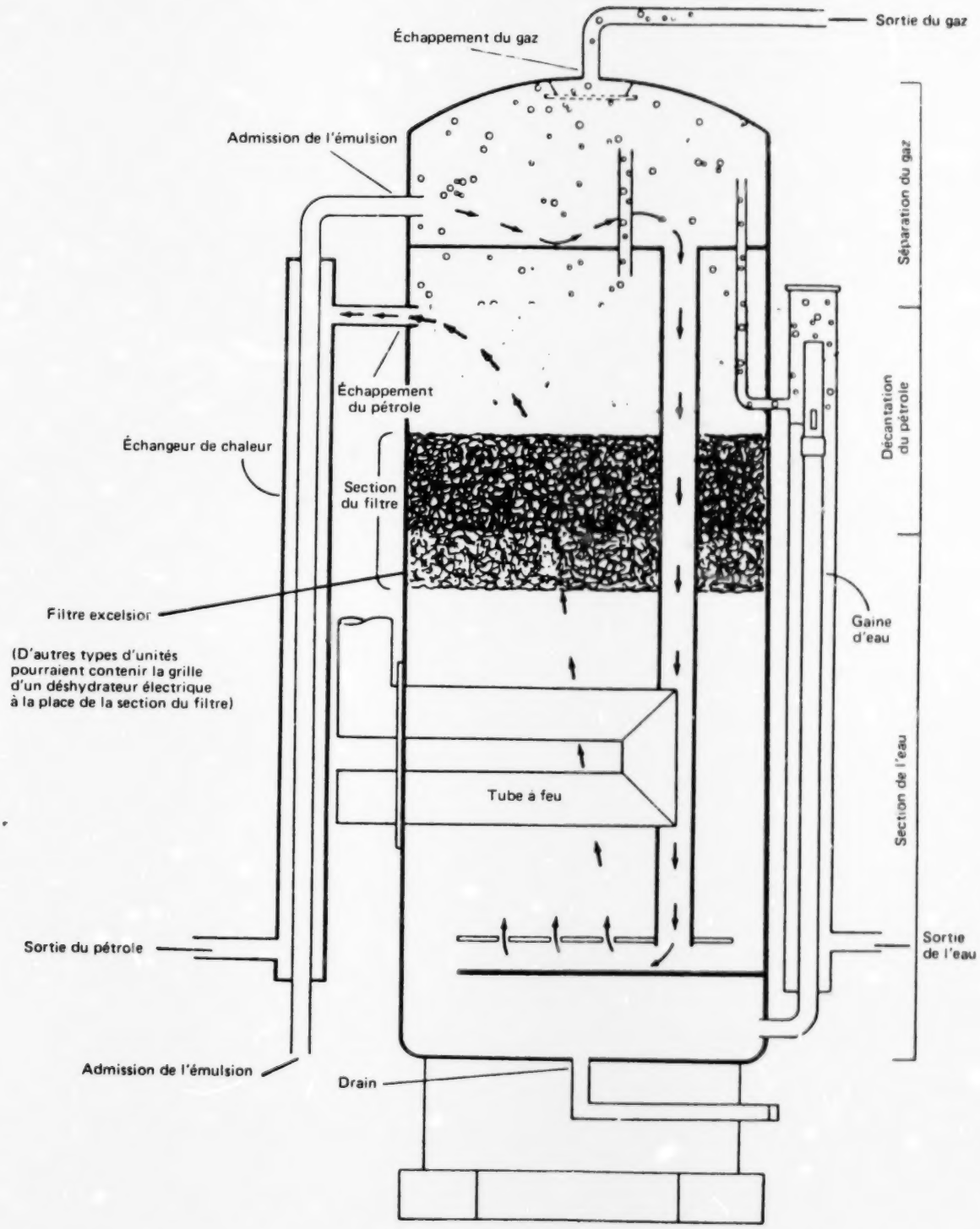


FIGURE 37 VUE EN COUPE D'UNE UNITÉ DE TRAITEMENT THERMIQUE VERTICALE EAU-PÉTROLE (EPA des États-Unis, 1976)

TABLEAU 21 COMPOSITION TYPIQUE DE L'EAU PRODUITE

Champ	Gisement	MTD (mg/l)	Cl (mg/l)	Ca++(mg/l)	Mg++ (mg/l)
Alberta					
Tabor	MAN D	10008	3135	51	20
Tabor South	MAN B	7943	2834	19	17
Judy Creek	BIIL A	194384	118121	6375	1127
Judy Creek	BIIL B	186993	112926	4693	607
Swan Hills	BIIL A&B	207473	125400	11692	1118
Swan Hills	BIIL C	182079	111825	12680	2090
Swan Hills S	BIIL A&B	184585	111718	4930	573
Lloydminster	SP.C&GPA	30550	55092	3528	1372
Lloydminster	SP&GPC	90856	56411	4990	2359
Acheson	D-3A	212540	131366	22857	3203
Redwater	D-3	106252	64288	4156	1898
Kaybob	BIILA	181310	111757	7259	2956
Kaybob South	TRIASSIC A	144722	87600	2066	391
Pembina	CARD	11581	6807	162	0
Pembina	KBR P	22003	12806	476	57
Rainbow	KR A	240317	146600	15219	388
Rainbow	B	213294	130000	14010	1455
Rainbow	F	205590	125800	14218	1940
Rainbow	KR AA	159647	96900	9505	1720
Zama	TOTAL	174167	107043	6889	3710
Bonnie Glen	D-3A	235378	148144	39311	5070
Saskatchewan					
Aberfeldy	SPARKY	113100	63800	3188	1502
South Aberdelfy	SPARKY	-	-	-	-
Dulwich	SPARKY	96900	50000	2888	1386
Golden Lake North	WASECA	-	-	-	-
Golden Lake South	SPARKY	-	-	-	-
North Hoosier	BASAL BLAIRMORE	-	11169	481	294
Gull Lake N	U/SHAUNOVAN	6900	3775	44	44
Main Success	ROSERAY	6492	2550	17	21
Midale	C/MIDALE/U	128739	75416	2090	440
Midale	C/MIDALE N/U	-	-	-	-
Weyburn	MIDALE	90958	48990	1640	464
Colombie-Britannique					
Aitken Creek	GETHING	8771	3707	52	11
Blueberry	DEBOIT	75064	44816	1565	342
Inga	INGA	122479	71643	2884	826
Deatton River	HALFWAY	114331	68000	1208	559
Beatton R. W.	BLUESKY/GETHING	28875	117000	701	182
Crush	HALFWAY	10858	1950	529	141
Currant	HALFWAY	19556	4345	605	63
Milligan Creek	HALFWAY	94669	56000	1530	1060
Peejay	HALFWAY	138011	82586	3873	1369
Wease!	HALFWAY	132449	78657	6408	1798
Wildmint	HALFWAY	-	-	-	-
Boundary Lake	TAYLOR	102254	62166	4599	1450

TABLEAU 22 COMPOSITION ET CARACTÉRISTIQUES DE L'EAU DE FORMATION, ZONES BASALES DE PÉTROLE LOURD DE BLAIRMORE

Zones basales de pétrole lourd de Blairmore: profondeur de 750 mètres

Composante ion	Moyenne (mg/l)
Na	25000
K	250
Ca	2000
Mg	750
Cl	45000
HCO_3	700
SO_4	3
Matières totales	73703
pH	7.5
Résistivité	0.21 ohmmètres à 21.7 °C

Sable aquifère souterrain voisin de la surface: profondeur de 90 mètres

Composante ion	Moyenne (mg/l)
Na	140
Fe	4
Ca	150
Mg	60
Cl	5
HCO_3	780
SO_4	255
Matières totales	1394
pH	7.4
Résistivité	6.45 ohmmètres à 25 °C

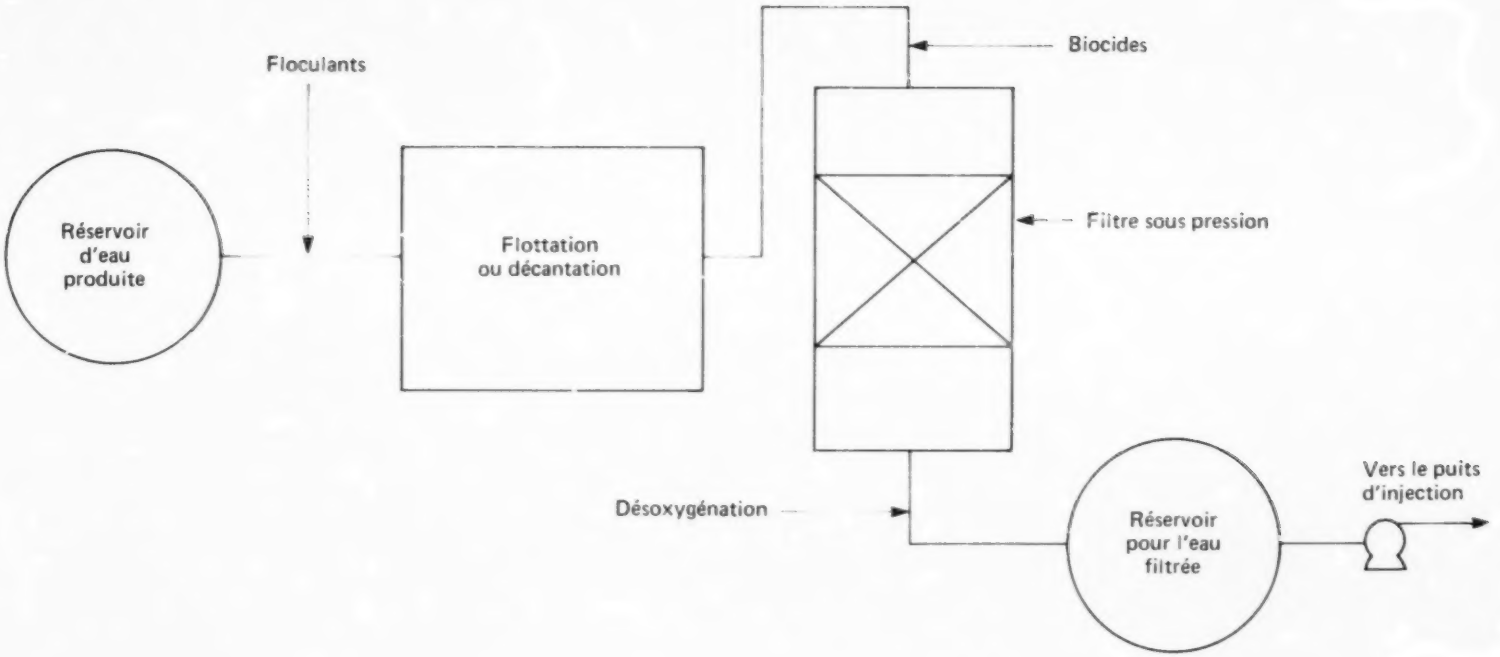


FIGURE 38 SCHÉMA TYPIQUE DU TRAITEMENT DE L'EAU PRODUITE

TABLEAU 23 SPÉCIFICATIONS RELATIVES À LA QUALITÉ DE L'EAU D'INJECTION (Hensell et coll., 1981)

Paramètre	Limite supérieure	Effets néfastes	Considérations de conception ou mesures correctives
Corrosion	Pénétration d'un millième de pouce par année	Pannes d'équipement, augmentation de la teneur en matières solides.	Revêtement interne des tubages et de l'équipement. Programme efficace de lutte contre la corrosion incluant des mesures de surveillance.
Oxygène	$< 0{,}05$ mg/l	Pannes d'équipement, augmentation du coût des produits chimiques, hydroxydes de fer, colmatage.	Maintenir le système fermé pour empêcher la pénétration de l'oxygène — désaération, désoxygénation.
Matières en suspension*	5 mg/l	Colmatage de la formation, augmentation de la pression d'injection.	Filtration, traitement chimique pour la séparation des solides. Réduction de l'incrustation et de la corrosion.
Bactéries (1) Sulfato-réductrices	Colonies/ml 10 à 100	Corrosion, colmatage de la formation, augmentation du coût des produits chimiques.	Isolation de la source, élimination à l'aide de produits chimiques, surveillance.
(2) Myxobactéries	10		
Hydrocarbures (entraînement de pétrole)	225 mg/l	Colmatage de la formation.	Amélioration de l'équipement de récupération du pétrole. Révision du programme de désémulsification.
Compatibilité (1) Tendances à l'incrustation	Réduction/élimination	Incrustation (formation et équipement). Dommages dus au colmatage.	Traitement chimique, isolement des eaux incompatibles.
(2) Argile de la formation	Réduction/élimination	Gonflement de l'argile, augmentation des pressions d'injection, endommagement de la formation.	Recherche d'une autre source d'eau d'appoint.

*Les teneurs limites en matières en suspension peuvent varier selon la perméabilité de la formation dans laquelle l'eau est injectée. L'évaluation de chaque champ devrait se faire en fonction des données obtenues à partir des carottes prélevées.

la formation d'un précipité de fer en réduisant au minimum l'exposition de l'eau produite à l'air et en la traitant par des produits chimiques piégeant l'oxygène dissous (par ex., le sulfite de sodium et l'hydrazine). Cependant, il est souhaitable dans bien des cas de laisser le précipité de fer se former, puis de l'éliminer par décantation et filtration ou par abaissement du pH. On peut prévenir d'autres types d'encroûtement par addition de chélateurs comme les polyphosphates de sodium et les sels sodiques de l'acide éthylènediamine-tétracétique (EDTA). Le fer peut aussi être chélaté par des produits chimiques comme le glycoheptonate de sodium ou l'acide citrique (Schumaker, 1978).

On préfère à l'occasion éliminer un anion pour empêcher l'encroûtement. Cela peut se faire par précipitation (par ex. $BaCl_2$ pour éliminer le SO_4), puis, au besoin, par décantation et filtration.

La corrosion de l'équipement est d'ordinaire causée par les gaz acides (comme le sulfure d'hydrogène ou le dioxyde de carbone) ou l'oxygène. Les gaz acides peuvent être éliminés par aération à faible pH, alors que l'oxygène peut l'être par réaction avec le sulfite de sodium ou les ions ferreux ou manganeux. Le précipité formé par addition d'ions ferreux ou manganeux peut être éliminé par décantation et filtration, selon la méthode déjà signalée (Schumaker, 1978).

On peut prévenir la croissance microbienne en réduisant au minimum la quantité d'oxygène (selon la méthode décrite plus haut) ou en ajoutant des algicides (par ex., le sulfate de cuivre ou des sels d'ammonium quaternaire) et des désinfectants antibactériens (par ex., le chlore) (Schumaker, 1978). Des teneurs élevées en sel (plus de 100 000 mg/l de MTD) inhibent aussi l'activité microbienne.

Finalement, le gonflement de l'argile de la formation (causé par l'échange du sodium) peut aussi provoquer le colmatage de la formation ou la réduction de sa perméabilité. Il est donc souhaitable que l'eau d'injection contienne du calcium et du magnésium (pour échanger de nouveau le sodium accaparé par l'argile). D'une façon idéale, il devrait y en avoir plus de 10 p. 100 dans les MTD (Case, 1977). Plusieurs ouvrages donnent des renseignements détaillés sur le traitement de l'eau des champs de pétrole (par ex., Patton, 1977; Ostroff, 1979).

Les opérations d'injection requièrent normalement une quantité d'eau supérieure à celle qui est produite avec le pétrole, et l'on puise d'habitude l'eau d'appoint nécessaire à une source voisine. La figure 39 illustre le procédé d'injection d'eau pratiqué à la Scurry-Rainbow West Eagle, où l'eau du lac Charlie sert d'appoint à l'eau produite. L'eau superficielle d'appoint utilisée à cet emplacement est traitée selon les méthodes classiques. De plus, l'eau produite et l'eau superficielle d'appoint sont traitées à l'aide de cartouches filtrantes (type de filtration devenant de plus en plus fréquent dans le traitement de l'eau des champs de pétrole avec les progrès effectués dans le domaine des cartouches).

Il arrive que l'on doive rejeter un excédent d'eau dans les eaux superficielles, auquel cas les polluants organiques doivent être éliminés. Dans cette perspective, Beyer et coll. (1979) ont étudié le traitement de l'eau des champs de pétrole dans des étangs aérés. La figure 40 illustre le schéma de procédé recommandé lorsqu'on utilise ce genre d'étangs et le tableau 24 résume les résultats du traitement par ce système. Comme le montre ce tableau, l'étang aéré élimine facilement la grande variété de composés organiques observés dans le fluide à traiter. Bien que la figure 40 illustre un système utilisé pour l'évacuation dans l'océan, les procédés employés sont semblables à ceux qu'on peut appliquer pour le rejet en eau douce. Cependant, des problèmes saisonniers dus à l'activité réduite des méthodes biologiques dans les climats froids pourraient obliger à repenser la conception ou les opérations dans les exploitations canadiennes.

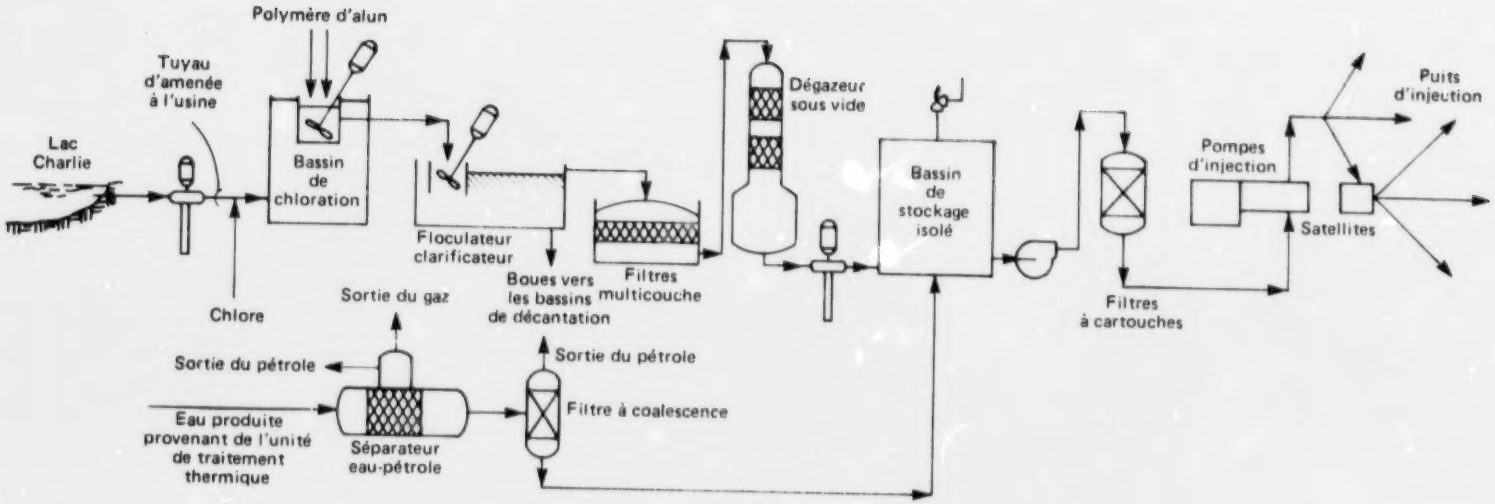


FIGURE 39 SCHÉMA DU TRAITEMENT DE L'EAU D'INJECTION: SCURRY-RAINBOW WEST EAGLE (Kus, 1981)

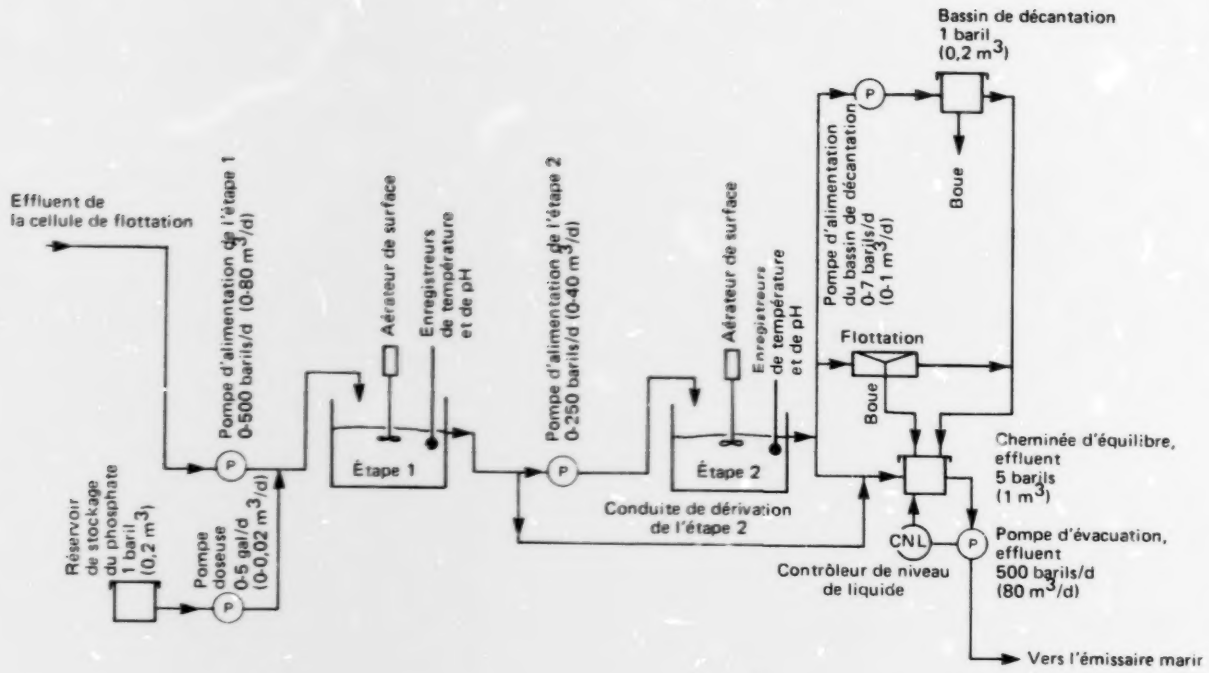


FIGURE 40 USINE PILOTE À ÉTANG AÉRÉ, CARPINTERIA, CA (Beyer et coll., 1979)

4.5 Effets sur l'environnement

La production de pétrole et de gaz est régie par des lois et règlements et, par conséquent, elle est sous surveillance constante. Les emplacements de production sont visités régulièrement, les pipelines sont inspectés et les volumes de gaz, de pétrole et d'eau sont constamment contrôlés et mesurés. Par opposition à cette surveillance étroite, la supervision de la phase de forage se termine au stade de l'élimination des résidus produits, et ce sans égard au devenir à long terme des divers polluants dans le milieu.

Le principal effet sur l'environnement de la production de pétrole et de gaz est le changement du mode d'utilisation des terres pour la durée de vie du champ de pétrole ou de gaz. On peut réduire les répercussions de ce changement grâce à un entretien suivi du sol, conformément à la réglementation existante. Bon nombre des problèmes survenus dans certains champs de pétrole et de gaz déjà exploités (par exemple, l'érosion du sol due au déboisement) ne relèvent pas uniquement de la responsabilité des compagnies pétrolières, car la réglementation était inadéquate et l'on commençait à peine à se préoccuper de la protection de l'environnement lors de l'exploration et de la mise en exploitation de ces champs.

Outre le changement du mode d'utilisation des terres, les principaux effets potentiels sur l'environnement de la production de pétrole et de gaz sont les déversements, l'élimination dans le sous-sol et la pollution causée par les déchets éliminés autrefois à la surface du sol.

TABLEAU 24 RENDEMENT DU TRAITEMENT DANS UN ÉTANG AÉRÉ (Beyer et coll., 1979)

Paramètre (g/m^3 sauf indication contraire)[a]	Nombre de données simples	Alimentation		Effluent de l'étape 1		Effluent de l'étape 2		Les limites fixées en 1972 dans le California Ocean Plan ne doivent pas être dépassées plus de:	
		50 percentiles[b]	10 percentiles supérieurs[c]	50 percentiles	10 percentiles supérieurs	50 percentiles	10 percentiles supérieurs	50 % du temps	10 % du temps
Huiles et graisses	14	17	45	7	13	7	15	10	15
Demande biochimique d'oxygène (DBO_5)									
Échantillons décantés	14	232	314	43	96	39	93		
Échantillons filtrés	13	201	288	37	90	36	89		
Demande chimique d'oxygène (DCO)									
Échantillons décantés	13	595	641	342	421	352	408		
Carbone organique total (COT)									
Échantillons filtrés	1	115		40		43			
Acides organiques	4	70	82			8	10		
Phénols, en C_6H_5OH	12	1,9	2,5	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,5	1,0
Hydrocarbures chlorés identifiables	1					< 0,002		0,002	0,004
Ammoniac, en N	15	41	44	20	34	1,4	4,0	40	60
Nitrites et nitrates, en N	14	< 0,01	< 0,01	35	74	88	109		
Matières totales en suspension (MTS)	12	98	167	146	172	140	166	50	75
Matières volatiles en suspension (MVS)	12	45	77	96	121	88	110		
Toxicité, en unités de toxicité[d]									
Fondule	2	4,4		1,9	2,8	0,6	0,6	1,5	2,0
Artémia	2	2,3	3,6	0,9	1,6	0,4	0,7	1,5	2,0
Cyanures	4					< 0,1	< 0,1	0,1	0,2
pH	13	7,5 à 7,9		8,3 à 8,6		8,3 à 8,8		6,0 à 9,0	en tout temps
Température, °F (K)	13	105 à 115		70 à 80		60 à 65			
		(315 à 320)		(295 à 300)		(290)			

[a] On peut se procurer les renseignements relatifs aux méthodes analytiques auprès des auteurs.

[b] Moyenne arithmétique ($\bar{x}$) des données expérimentales.

[c] Déterminés selon $x + 1{,}28\,\sigma$, où σ est l'écart-type des données expérimentales (distribution normale).

[d] Lorsque γ (pourcentage des organismes survivant à l'épreuve biologique dans l'eau produite non diluée) > 50 :

$$\text{Unités de toxicité} = \frac{100}{TL_{50} \cdot X}$$

où TL_{50}, X est le pourcentage en volume d'eau produite dans un mélange eau produite-eau pure, dans lequel la moitié des organismes survivent pendant X heures.

Lorsque $\gamma > 50$ % :

$$\text{Unités de toxicité} = \frac{\log (100 - n)}{1{,}7}$$

Même avec les meilleures techniques et les meilleures méthodes d'entretien, on ne peut empêcher que des déversements accidentels ne surviennent de temps à autre. Leur importance est en général limitée à cause d'une supervision et d'un contrôle constants. Les déversements les plus fréquents sont les fuites de pétrole et de saumure attribuables au bris d'un pipeline, ainsi que les déversements de faible volume et les éruptions occasionnelles survenant durant le reconditionnement d'un puits. Selon la taille du pipeline, la présence d'un dispositif de contrôle automatique ou manuel et le temps écoulé avant la détection du bris, il arrive parfois qu'un volume considérable de liquide soit déversé. L'expérience a montré (Cook et coll., 1973) que, bien que le pétrole brut ait un effet dévastateur sur la végétation existante, une gestion adéquate du sol peut en général restaurer l'emplacement après un certain nombre d'années sans effet durable apparent. La saumure entraînée avec le pétrole brut ou celle provenant du circuit d'élimination de la saumure présente un problème plus important à cause de sa mobilité dans la couche arable et dans les sédiments sous-jacents. De plus, la saumure tue la végétation existante et modifie physiquement le sol, ce qui réduit la productivité de ce dernier et nuit à sa restauration. Selon le volume déversé, le type de terre et l'usage qu'on en fait, il peut être nécessaire d'amender le sol et, dans les cas graves, d'installer des drains souterrains afin de le restaurer. Selon Brushett (1979), il s'est produit en 1978, 650 déversements en Alberta; dans 420 cas environ, il s'agissait de pétrole seulement, alors que dans 100 autres cas, il s'agissait d'eau salée seulement et que dans les 130 cas restants, il s'agissait d'émulsions pétrole-eau salée. La plupart de ces déversements étaient dus à des bris de pipeline.

Les fuites mineures sont beaucoup plus insidieuses que les déversements de surface importants et évidents. En général, les débitmètres ne sont pas assez précis pour déceler des fuites de quelques litres par jour. Cependant, l'effet cumulatif de ces petits déversements peut, avec le temps, causer des problèmes environnementaux d'une importance considérable, spécialement lorsqu'aucun indice n'apparaît à la surface. Une fuite peu importante peut avoir eu le temps de devenir un problème considérable si elle est décelée après l'abandon du champ.

La saumure, après séparation du pétrole (et du gaz), est éliminée par injection dans des puits profonds. Cette injection se fait presque toujours dans le réservoir d'où le pétrole a été extrait. Dans bien des endroits, la saumure récupérée est additionnée d'eau provenant d'autres sources (superficielles ou souterraines) afin de maintenir une pression adéquate dans le réservoir et ainsi assurer une récupération optimale du pétrole. Puisque dans certaines régions, l'eau d'appoint provient de formations aquifères d'eau douce peu profondes, l'extraction de grandes quantités d'eau pourrait abaisser la hauteur piézométrique dans ces formations, et ainsi atténuer la capacité de production d'autres puits qui y sont complétés, ou encore modifier la chimie de l'eau par suite d'un changement des trajectoires d'écoulement des eaux souterraines.

D'après le tableau 14, le volume total de saumure produite pour tout l'ouest du Canada est de 314 311 m^3/d. Il s'agit là d'un volume considérable, et il est interdit d'éliminer cette saumure en la rejetant à la surface du sol. De plus, des règlements stricts régissent sa manutention et son élimination ultérieure en puits profond. Si l'on suppose que la teneur moyenne en chlorures de la saumure est de 100 000 mg/l et que tous ces chlorures sont du chlorure de sodium, la production annuelle de ce composé dans les saumures provenant des champs de pétrole et de gaz est d'environ 17 500 000 tonnes métriques, c'est-à-dire l'équivalent des résidus solides de chlorure de sodium produits en Saskatchewan par l'industrie de la potasse. Cependant, dans l'industrie de la potasse, l'élimination de cette substance très soluble à la surface du sol est autorisée, à condition que l'aire de rejet soit endiguée alors que, dans l'industrie pétrolière,

aucune élimination en surface n'est permise. Il y aurait lieu de mettre au point des méthodes de traitement qui permettraient de se débarrasser en surface d'une partie des déchets liquides injectés, afin d'éviter la pollution des eaux souterraines dans certaines régions.

L'épandage de sel sur les routes pendant l'hiver constitue un autre apport important de chlorure de sodium dans l'environnement. Selon les divers bureaux de district du ministère de la Voirie de l'Alberta, on répand sur les routes pendant la saison hivernale une quantité de sel variant de 1,5 à 6 tonnes métriques par kilomètre de voie routière. Aux concentrations des saumures provenant des champs de pétrole, cela correspond au déversement de 38 700 à 193 600 litres de saumure par kilomètre de route à deux voies. L'élimination en surface d'une telle quantité de déchets liquides par l'industrie pétrolière serait considérée comme une hérésie, même si l'on pouvait prouver que le ruissellement printanier annuel éliminerait la plus grande partie du sel ainsi rejeté.

Dans plusieurs régions, l'élimination en surface pratiquée dans le passé cause maintenant des problèmes considérables. La réglementation de l'époque étant inadéquate, on a généralement rejeté la saumure sans se soucier des conséquences écologiques éventuelles. Son élimination dans des fosses était très fréquente, et l'emplacement des fosses était choisi davantage en fonction de leur facilité d'accès que de leur position dans le régime hydrogéologique. Ainsi, dans plusieurs régions, de grandes quantités de saumure se sont infiltrées dans le sous-sol, puis ont provoqué la pollution des eaux souterraines et l'apparition de sols salins et de sols salins-alcalins aux points de sortie de ces eaux. Selon White et de Jong (1975), 160 des 164 fosses des champs de pétrole de la Saskatchewan ont pollué le milieu. Le nettoyage et la restauration des secteurs touchés coûtent généralement très cher, parfois jusqu'à des centaines de milliers de dollars. Heureusement, vu la réglementation actuelle et le souci de protection de l'environnement de l'industrie pétrolière, ce problème ne se produit plus que rarement.

Les effets sur l'environnement de l'élimination sur le sol des diverses boues dépend de leur composition, de la toxicité et de la mobilité relative de leurs constituants dans le sous-sol, ainsi que de l'emplacement du lieu d'élimination dans le régime hydrogéologique de la région.

5 RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE ET DU GAZ

5.1 Introduction

On emploie depuis quelque temps l'expression "récupération tertiaire" pour désigner les nouveaux procédés d'extraction par injection auxquels on a recours après les opérations "secondaires" de maintien de la pression. Le sens de cette expression a été élargi pour englober les procédés complexes d'extraction qui font intervenir la production de chaleur dans le réservoir, par injection d'air, de vapeur ou d'autres gaz chauds, ou qui permettent d'augmenter le taux de récupération par l'injection de divers produits chimiques ou fluides miscibles.

Voici les objectifs de tout procédé de récupération tertiaire:

i) Accroître le plus possible la quantité de pétrole récupérable en repoussant les limites imposées aux procédés classiques, et ainsi permettre une maximisation des capitaux investis; et

ii) Accroître le taux de production ou le maintenir au niveau le plus élevé possible, pour extraire en peu d'années le supplément de pétrole récupérable grâce aux procédés tertiaires, et ainsi maximiser les profits annuels réalisés.

L'extraction des réserves "ultimes" de pétrole ou de gaz est, en gros, fonction des facteurs suivants:

i) Viscosité du fluide injecté;

ii) Viscosité du fluide du réservoir;

iii) Propriétés des roches du réservoir; et

iv) Pouvoir de déplacement du fluide injecté.

Dans un réservoir donné, la viscosité du fluide présent et les propriétés des roches sont des caractéristiques fixes. La perméabilité de la roche et les variations dans le réservoir déterminent la fraction du fluide qu'on pourra atteindre, ainsi que les taux de production et d'injection. La viscosité du fluide injecté et le pouvoir de déplacement sont des caractéristiques du fluide utilisé et, à ce titre, sont des variables sur lesquelles l'exploitant peut exercer un contrôle.

La quantité finale d'hydrocarbures récupérée au moyen de n'importe quel procédé d'injection est déterminée par la fraction du réservoir qu'on atteint (efficacité surfacique et verticale de balayage) et par le pouvoir de déplacement exercé sur cette partie du gisement. Caractéristiquement, dans les opérations d'injection d'eau (déplacement par fluide immiscible), l'efficacité surfacique de balayage représente 70 p. 100 du volume total inondable, et l'efficacité verticale de balayage correspond à 70 p. 100 de l'épaisseur exploitable (Anonyme, 1973). Il est donc possible d'atteindre approximativement 50 p. 100 du volume des pores du réservoir. L'injection d'un fluide immiscible, tel que l'eau, permet d'obtenir un pouvoir de déplacement de 50 p. 100 dans la portion balayée du réservoir, qui est elle aussi de 50 p. 100. Le taux de récupération définitif s'élève donc à 25 p. 100 des hydrocarbures en place.

Appliqués à l'extraction du pétrole léger, les procédés tertiaires servent à augmenter le pouvoir de déplacement dans la portion du réservoir qu'on atteint. Si l'on pouvait extraire tout le pétrole de la fraction balayée, la proportion des réserves récupérée grâce au procédé tertiaire atteindrait 50 p. 100 des hydrocarbures en place.

Les méthodes classiques d'extraction du pétrole, y compris l'injection d'eau, ne permettent de récupérer en général, qu'un tiers du pétrole initial en place. Les réserves du Canada s'élèvent approximativement à 8 782 241 000 m^3 (Association pétrolière du Canada, 1980), dont une partie peut être extraite par les procédés primaires et secondaires. Vu le taux actuel de consommation (287 921 m^3/d), une augmentation de 1 p. 100 dans l'extraction des réserves ultimes, obtenue par récupération assistée, ferait durer les réserves canadiennes de pétrole brut presque un an de plus.

Au chapitre 4, nous avons décrit les diverses techniques primaires et secondaires (maintien de pression) applicables à la production de pétrole et de gaz. Le présent chapitre porte sur les méthodes de récupération tertiaire (ou assistée) du pétrole brut, léger et lourd, mais ne traite pas de l'extraction *in situ* du pétrole des sables bitumineux. Voici les principaux procédés de récupération tertiaire (ou assistée):

i) Injection de produits chimiques:
- Injection de polymère
- Injection d'agent tensio-actif (micellaire)
- Injection de produit caustique

ii) Injection thermique:
- Injection d'eau chaude
- Injection de vapeur
- Combustion *in situ*

iii) Injection de fluides miscibles:
- Hydrocarbures fluides
- Dioxyde de carbone
- Autres gaz (par ex., H_2S, SO_2, N_2)

Actuellement, on ne pratique pas l'injection de produits chimiques sur une grande échelle au Canada. Théoriquement, ce mode de récupération tertiaire affiche un potentiel considérable; cependant, les techniques utilisées ont été relativement peu expérimentées et présentent des inconvénients sérieux, dont nous discuterons à la section 5.2.

L'injection thermique a été expérimentée dans le cadre de projets pilotes relativement importants. Elle présente un intérêt particulier car le Canada possède de très grandes réserves qui ne sont récupérables, pour le moment, que selon cette méthode.

L'injection de produits miscibles est la technique la plus éprouvée au Canada, et plusieurs installations ont recours à ce procédé en Alberta et en Colombie-Britannique. C'est à South Swan Hills que l'on pratique la technique de récupération tertiaire la plus avancée dans cette catégorie. L'injection de produits miscibles a accru la récupération potentielle ultime de pétrole de l'ordre de 1,5 à 3,0 milliards de barils au Canada. Partout au Canada, on utilise des gaz d'hydrocarbures liquéfiés comme fluide miscible et comme bouchon, bien que l'azote ait aussi été employé dans certains cas.

Dans les opérations futures, on prévoit utiliser le dioxyde de carbone comme fluide miscible. En effet, le coût élevé des hydrocarbures interdira probablement leur utilisation comme fluide d'injection. Pour pousser le bouchon miscible, on utilisera de l'eau, du dioxyde de carbone recyclé, de l'azote ou un autre gaz peu coûteux.

Le tableau 25 présente les prévisions de l'ONE (1981) sur la capacité de production attribuable aux procédés de récupération tertiaire d'ici l'an 2000.

TABLEAU 25 CAPACITÉ DE PRODUCTION ESTIMATIVE DE PÉTROLE CANADIEN ATTRIBUABLE AUX PROCÉDÉS DE RÉCUPÉRATION TERTIAIRE

Année	Capacité de production (10^3 m^3/d)		
	Brut léger	Lourd de Lloydminster	Lourd de Cold Lake
1981	1,0	0,5	2,0
1982	2,0	1,9	3,0
1983	3,0	3,7	4,0
1984	4,4	6,1	4,0
1985	5,9	9,6	5,0
1986	7,7	13,0	12,0
1987	9,8	16,4	12,0
1988	12,6	19,4	12,0
1989	15,4	21,8	19,0
1990	18,7	22,8	19,0
1991	21,9	23,2	19,0
1992	25,0	22,5	19,0
1993	27,4	21,6	19,0
1994	29,1	20,5	19,0
1995	30,1	19,2	19,0
1996	30,5	17,7	19,0
1997	30,6	16,2	19,0
1998	30,0	14,6	19,0
1999	28,9	13,3	19,0
2000	27,5	11,9	19,0
Total	361,5	295,9	282,0

Source: Offre et demande en énergie au Canada, 1980-2000, données publiées en juin 1981 par l'Office national de l'énergie.

5.2 Injection de produits chimiques

Dans les procédés de cette catégorie, il est généralement nécessaire d'augmenter la viscosité du fluide injecté. Or, la perméabilité de la plupart des réservoirs au Canada est trop faible pour que l'injection de l'eau traitée chimiquement se fasse d'une manière adéquate dans toutes les couches du gisement. Ce facteur, en soi, limite considérablement l'utilisation des procédés chimiques au Canada. La faible perméabilité tend aussi à détruire les polymères vu la valeur élevée des taux de cisaillement nécessaires à l'injection, ce qui crée encore d'autres problèmes techniques.

Dans le cas de l'injection d'un polymère (polyacrylamides, xanthanes, celluloses, polysaccharides), on ajoute souvent un activant. Celui-ci agit comme agent réticulant et épaissit le polymère dans les zones où la porosité et la perméabilité sont les plus élevées. Le polymère a pour effet d'abaisser la perméabilité des zones très perméables du réservoir, de sorte que le liquide injecté est poussé vers les zones de moindre perméabilité qu'on ne pouvait atteindre auparavant.

L'injection d'agents tensio-actifs s'appelle aussi injection micellaire ou injection de micro-émulsion. Les agents tensio-actifs sont des molécules qui agissent à l'interface pétrole-eau. Normalement, ils présentent une partie hydrophile et une partie hydrophobe (comme les détergents domestiques). Ils forment des "micelles", soit des gouttelettes de pétrole stabilisées dans l'eau sous forme d'émulsion.

Les agents tensio-actifs accroissent le pouvoir de déplacement en réduisant la tension superficielle entre le pétrole et l'eau injectée. Ils sont surtout susceptibles d'être utilisés dans les réservoirs où l'injection de produits miscibles est inefficace, par exemple dans le cas des réservoirs de pétrole de densité moyenne ou élevée. Dans des conditions idéales, un "bouchon micellaire" représentant de 10 à 30 p. 100 du pétrole en place déplacera de 75 à 100 p. 100 du pétrole se trouvant dans la partie atteinte du réservoir. Pour déplacer le bouchon lui-même, on injecte souvent une solution aqueuse de polymère. La viscosité du mélange eau-polymère réduit le rapport de viscosité pétrole-eau, et permet d'atteindre par conséquent une plus grande partie du réservoir.

Malheureusement, les agents tensio-actifs précipitent en présence d'eau dure et sont moins efficaces dans la saumure des réservoirs salins. Comme de nombreux réservoirs contiennent des saumures présentant un rapport Na-Ca-Mg de 20-2-1, il faut d'abord effectuer un prélavage à l'eau douce avant d'injecter l'agent tensio-actif, pour réduire les effets nuisibles des sels.

L'injection de produits chimiques est basée sur leur réaction avec les acides ou les bases organiques présents dans le pétrole brut, qui donne des produits tensio-actifs. Johnson (1975) a proposé quatre effets principaux de cette réaction: émulsification – entraînement, inversion de la mouillabilité (substance mouillable à l'huile qui devient mouillable à l'eau et inversement), émulsification et piégeage. Ces effets engendrent une réduction de la mobilité de l'eau et une amélioration du rapport de mobilité pétrole-eau, une diminution de la tension superficielle à l'interface pétrole-eau et, par conséquent, une efficacité accrue du balayage par injection d'eau.

Les produits caustiques réagissent facilement avec les cations polyvalents comme le calcium, le magnésium et le fer, et la présence de quantités importantes de ces cations dans l'eau ou la roche du réservoir peut rendre le produit caustique inopérant ou non rentable. La salinité améliore l'action du produit caustique en augmentant la mouillabilité de la roche et en abaissant la concentration de produit nécessaire pour obtenir une tension superficielle minimale (Johnson, 1975). Au Canada, les produits caustiques seront probablement utilisés surtout avec les procédés thermiques, sous forme d'injection à chaud de produits caustiques, car habituellement il faudra aussi réduire la viscosité globale du pétrole brut. Étant donné les problèmes associés aux procédés chimiques et la nécessité de prévoir avec précision le déroulement des opérations, il est improbable que l'injection de produits chimiques prenne de l'importance dans l'ouest du Canada (à l'exception, peut-être, des méthodes d'injection à chaud de produits caustiques). Dans la majorité des réservoirs auxquels on pourrait appliquer l'injection de produits chimiques, les méthodes thermiques ou les techniques courantes d'injection de produits miscibles conviendraient autant, sinon davantage. Du reste, une grande partie des réservoirs de l'ouest du Canada se trouvent dans des roches carbonatées, qui présentent en général une teneur élevée en cations bivalents dissous. On perdrait donc une grande partie des agents tensio-actifs par précipitation, tandis que la salinité élevée de l'eau de la formation provoquerait la dispersion des solutions micellaires.

5.3 Récupération thermique

La récupération thermique, c'est-à-dire l'apport de chaleur dans un réservoir en vue d'augmenter le taux d'extraction du pétrole, se fait par injection d'un liquide ou d'un gaz chauffés, ou par combustion provoquée à l'intérieur du réservoir (combustion *in situ*). Pour

l'injection de fluide chaud, on peut utiliser à peu près n'importe quel gaz ou liquide, mais on emploie généralement de la vapeur ou de l'eau chaude pour des raisons d'économie. De manière analogue, dans la combustion *in situ*, on produit la chaleur en injectant de l'air une fois la combustion amorcée. On parle de "combustion humide" s'il y a injection d'eau en même temps qu'injection d'air, ou de "combustion sèche" s'il n'y en a pas. Les figures 41 et 42 présentent schématiquement les opérations d'injection de vapeur et de combustion *in situ*.

Le taux de production du pétrole est inversement proportionnel à sa viscosité (qui est elle-même inversement proportionnelle à la température). Donc, plus la température est élevée, plus le taux de production grimpe, peu importe que la température augmente naturellement ou mécaniquement. La figure 43 illustre la variation du taux de production en fonction de la viscosité dans le cas d'un réservoir de pétrole lourd caractéristique de la région de Lloydminster. La figure 44 présente les variations de viscosité en fonction de la température pour divers pétroles bruts.

En chauffant le pétrole lourd, on peut accroître de beaucoup le taux de production. En général, l'injection de vapeur donne des températures comprises entre 150 °C et 200 °C, alors qu'elles peuvent dépasser 350 °C avec la combustion *in situ*. L'injection thermique comporte un inconvénient: il est difficile de disperser la chaleur dans le réservoir. Le transfert de chaleur par simple diffusion ou conduction ne donne à toutes fins pratiques aucun résultat significatif. Pour que l'injection thermique soit efficace, il faut que la chaleur se déplace dans tout le réservoir. Au delà du front d'injection, le liquide n'est pas chauffé et il faut donc déplacer un liquide froid (Craft et Hawkin, 1959; Pirson, 1958).

On s'attend à ce que l'injection thermique dans les réservoirs de pétrole au Canada se fasse dans certains cas par combustion humide. La combustion sèche est inefficace, car le pétrole et l'eau vaporisés se déplacent à l'avant du front de combustion sec, et le plus important transfert de chaleur dans le réservoir se fait derrière le front de flamme, où les hydrocarbures sont brûlés. Dans le cas de la combustion humide, on injecte de l'eau derrière le front de flamme. La vapeur produite transfère la chaleur vers les zones pétrolifères et, au fur et à mesure que les zones brûlées refroidissent, l'eau injectée sert de source chaude de pression. Les tableaux 26 et 27 présentent des prévisions relatives aux besoins en eau pour l'injection de vapeur et la combustion *in situ*.

5.4 Injection de produits miscibles

L'expression "injection de produits miscibles" désigne l'utilisation d'un solvant qui peut dissoudre presque complètement les hydrocarbures du réservoir et déplacer près de 100 p. 100 des hydrocarbures de la fraction atteinte. On ne peut obtenir un tel déplacement qu'en l'absence d'une interface entre le fluide à déplacer et le fluide de déplacement. On peut entraîner de cette façon un gaz en le mélangeant à un autre gaz; la plupart des pétroles bruts sont miscibles avec d'autres pétroles bruts. Il s'agit de trouver un produit miscible peu coûteux pour récupérer économiquement le fluide précieux en réalisant un profit sur chaque baril injecté. La figure 45 présente un schéma de principe du procédé de déplacement par injection d'un produit miscible.

Le procédé le plus courant comporte l'injection d'un fluide miscible en quantités variant de 10 à 30 p. 100 des hydrocarbures en place. Le "bouchon" de fluide miscible est l'élément le plus coûteux de procédé. Sa composition, visant à maximiser la récupération au moindre coût, est complexe et a fait l'objet de nombreux articles techniques (D&S Petroleum Consultants, 1974). Le bouchon est poussé et déplacé par un hydrocarbure gazeux, suivi d'un gaz inerte

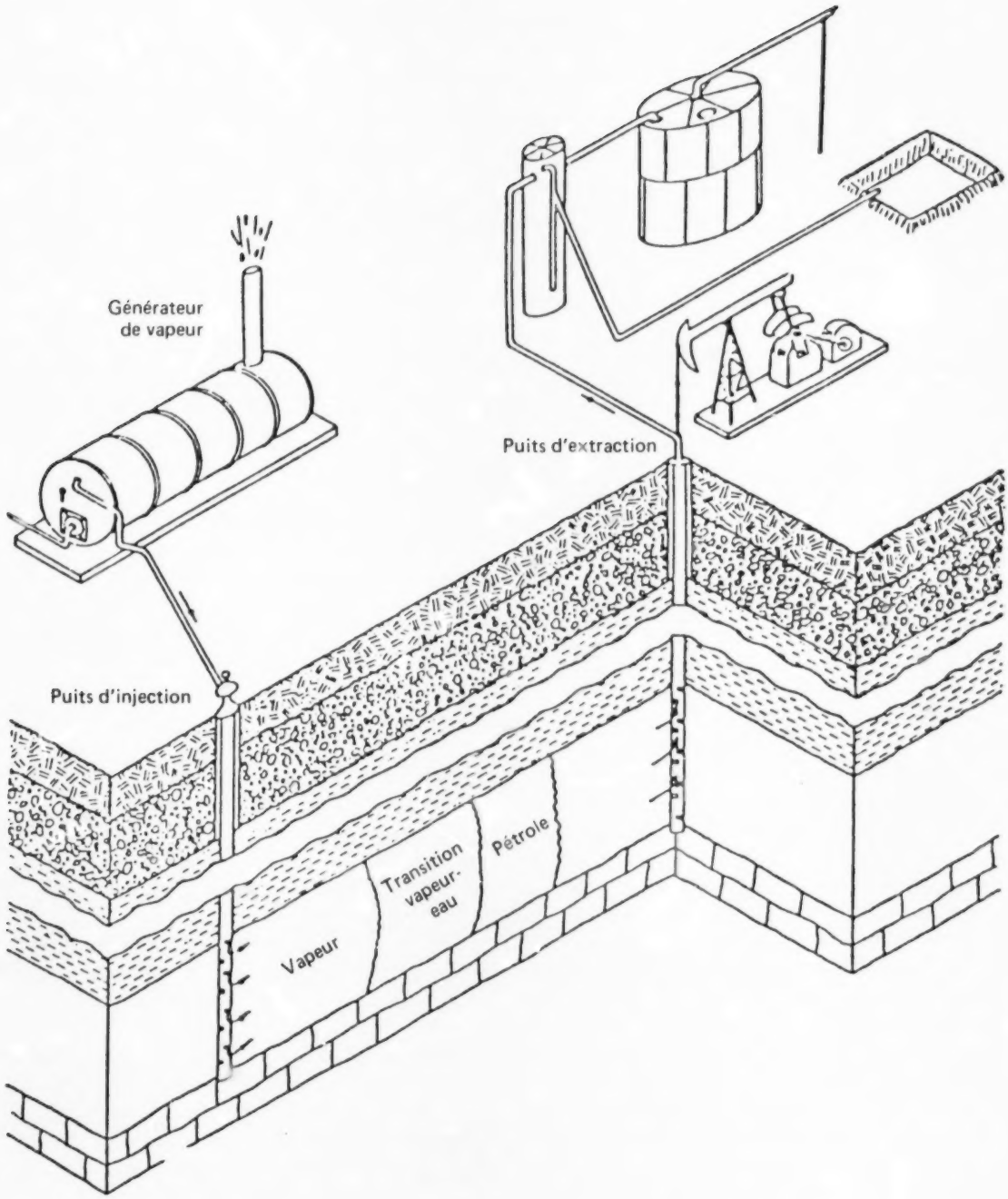


FIGURE 41 REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE L'INJECTION DE VAPEUR

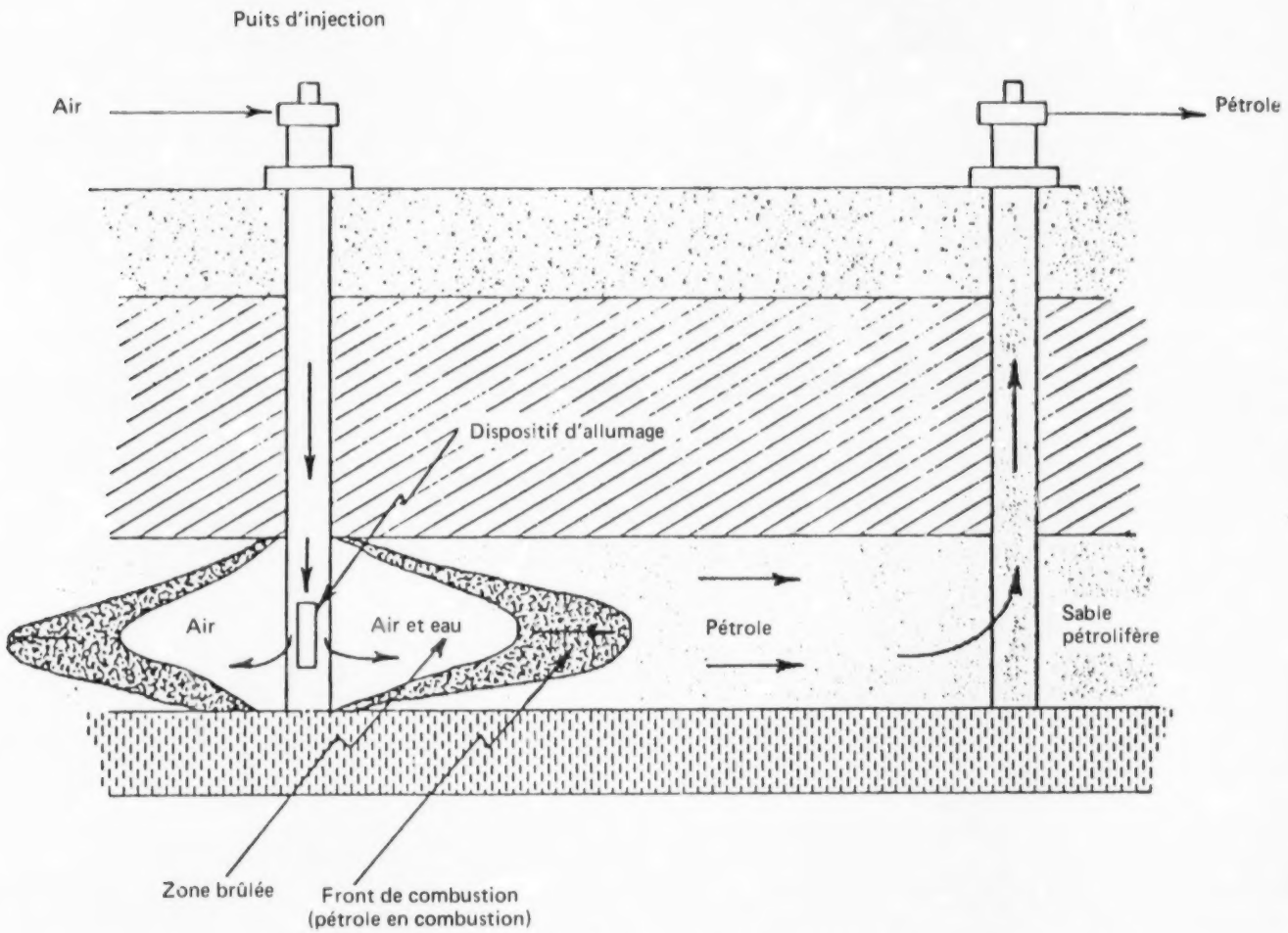


FIGURE 42 REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE LA COMBUSTION *IN SITU* PAR INJECTION D'AIR

(comme l'azote) et (ou) d'eau. Il faut soigneusement éviter de "percer" le bouchon avec l'eau ou le gaz immiscible, ce qui empêcherait les hydrocarbures du réservoir de se mélanger aux fluides de déplacement.

Les procédés d'injection de fluides miscibles consistent habituellement à utiliser un fluide de faible viscosité pour déplacer un pétrole dont la viscosité est au moins dix fois plus élevée. Pour accroître la fraction atteinte du réservoir, on injecte généralement de l'eau en alternance avec d'autres agents de déplacement: c'est ce qu'on appelle souvent le procédé WAG ("Water-alternating-gas"). Une fois le bouchon de solvant injecté, la quantité relative d'eau injectée est limitée par la capacité du réservoir et le volume du bouchon. Dans le réservoir, l'eau tend à piéger et à consommer le bouchon. Les volumes du bouchon et de l'eau à injecter doivent être fixés à l'avance.

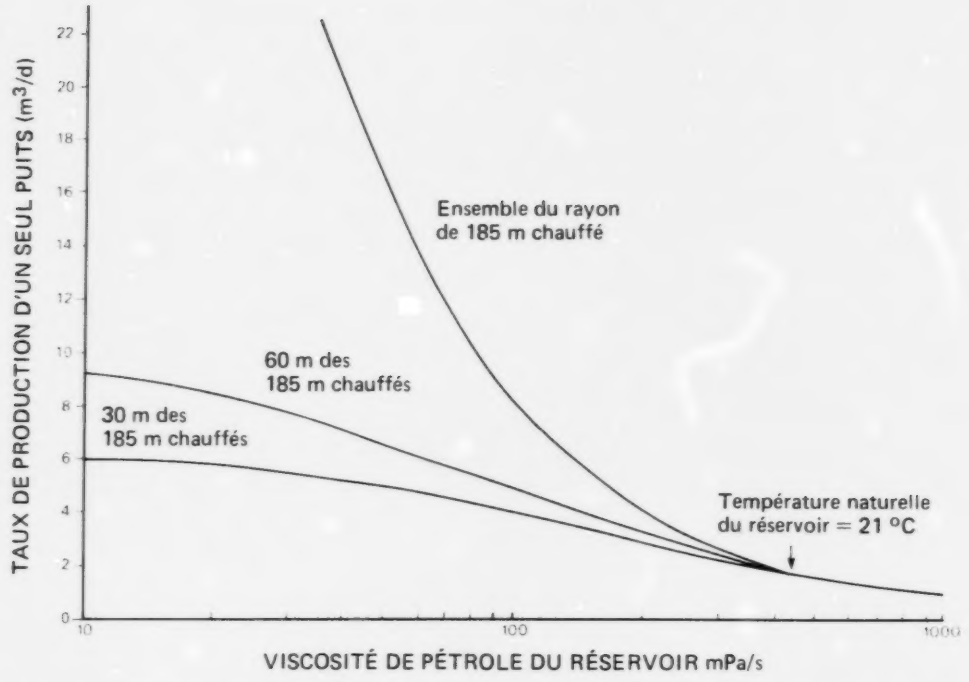


FIGURE 43 TAUX DE PRODUCTION CARACTÉRISTIQUE D'UN PUITS DE LLOYDMINSTER EN FONCTION DE LA VISCOSITÉ DU PÉTROLE DANS LE RÉSERVOIR

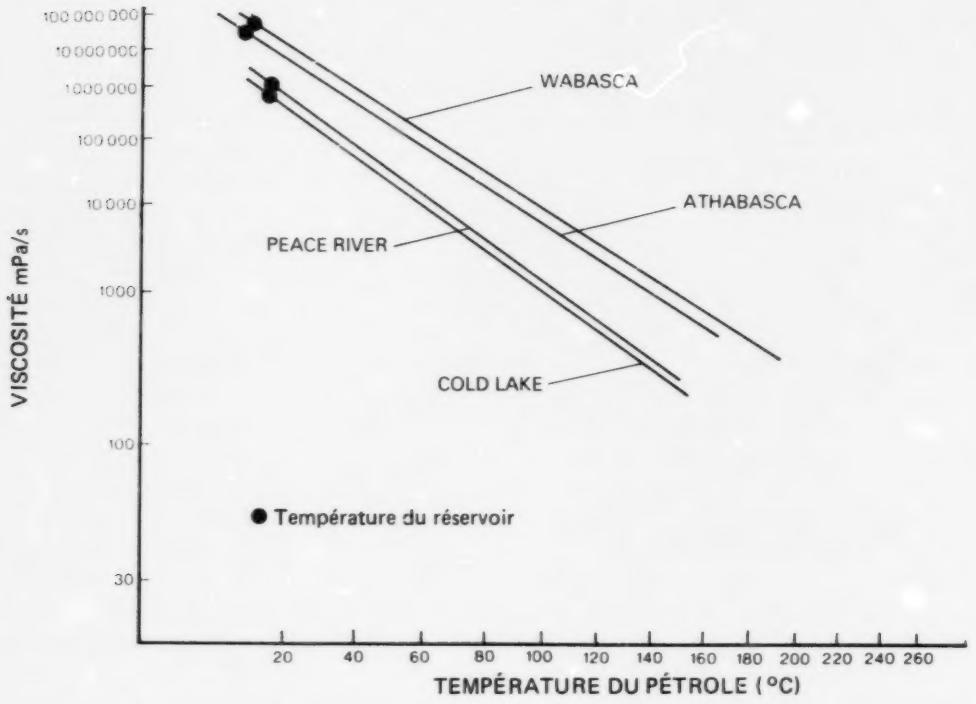


FIGURE 44 VISCOSITÉ DU PÉTROLE LOURD DE L'OUEST DU CANADA EN FONCTION DE SA TEMPÉRATURE

TABLEAU 26 PRÉVISION DES QUANTITÉS D'EAU RÉSULTANT DES OPÉRATIONS FUTURES D'INJECTION DE VAPEUR ET DE COMBUSTION *IN SITU*
(Cold Lake, Peace River et Wabasca)

	Stimulation par la vapeur*		Injection de vapeur**		Combustion *in situ***	
Année	Rapport vapeur-pétrole	Eau (10^3 m^3/d)	Rapport eau-pétrole	Eau (10^3 m^3/d)	Rapport eau-pétrole	Eau 10^3 m^3/d)
1981	4	8,0	-	-	-	-
1982	4	12,0	-	-	-	-
1983	4	16,0	-	-	-	-
1984	4	16,0	4	4	-	-
1985	4	16,0	4	16	4	16
1986	5	20,0	4	16	3	12
1987	5	20,0	4	16	2	12
1988	5	20,0	4	30	2	15
1989	5	20,0	4	30	2	15
1990	5	20,0	5	37,5	2	15
1991	6	24,0	5	37,5	2	15
1992	6	24,0	5	37,5	2	15
1993	6	24,0	5	37,5	3	22,5
1994	6	24,0	5	37,5	3	22,5
1995	6	24,0	5	37,5	3	22,5
1996	6	24,0	6	45,0	3	22,5
1997	6	24,0	6	45,0	3	22,5
1998	6	24,0	6	45,0	3	22,5
1999	6	24,0	6	45,0	4	30,0
2000	6	24,0	6	45,0	4	30,0

* La méthode de stimulation par la vapeur permet d'atteindre une production maximale de 4 x 10^3 m^3/d.

** Les rapports vapeur-pétrole et eau-pétrole et les tendances sont basées sur des évaluations arbitraires et l'expérience.

On utilise depuis longtemps en Alberta un certain nombre de gaz de pétrole liquéfiés (GPL) comme fluides miscibles, mais on les remplacera probablement par le dioxyde de carbone aux endroits où ce sera techniquement réalisable. En effet, le fluide miscible ne peut être utilisé à virtuellement aucune autre fin, et le CO_2 reviendra sans doute moins cher que les gaz de pétrole liquéfiés. Cependant, le Canada possède relativement peu de réservoirs comparables à ceux des États-Unis, où l'on extrait de grandes quantités de CO_2 à peu de frais.

Les tableaux 28 et 29 présentent respectivement la production qu'on prévoit atteindre grâce aux procédés de récupération par injection de fluides miscibles, et les besoins prévus en eau pour ces opérations.

TABLEAU 27 PRÉVISION DES QUANTITÉS D'EAU RÉSULTANT DES OPÉRATIONS DE COMBUSTION *IN SITU* DE LA RÉGION DE LLOYDMINSTER

Année	Rapport eau-pétrole	Eau 10^3 m^3/d
1981	3	1,5
1982	3	5,7
1983	3	11,1
1984	3	18,3
1985	3	28,8
1986	3	39,0
1987	3	49,2
1988	3	65,4
1989	4	91,2
1990	4	92,8
1991	4	90,0
1992	4	86,4
1993	4	82,0
1994	4	76,8
1995	4	70,8
1996	5	81,0
1997	5	73,0
1998	5	66,5
1999	5	59,5
2000	5	50,0

5.5 Réglementation et méthodes d'élimination des déchets

L'ERCB est l'organisme chargé d'autoriser les opérations de récupération assistée en Alberta. Comme dans les autres aspects du forage et de la production de pétrole et de gaz qui peuvent avoir des répercussions sur le milieu, le ministère de l'Environnement peut aussi participer au processus d'autorisation en vertu du Department of the Environment Act et du Clean Water Act.

En vertu de l'article 38 de l'Oil and Gas Conservation Act, tous les projets de récupération assistée doivent être approuvés par l'ERCB avant leur mise en oeuvre. La demande doit contenir des renseignements détaillés sur le volume des pores du réservoir, sa perméabilité, la récupération prévue, les taux d'injection, les mesures de prévention de la corrosion, ainsi que des

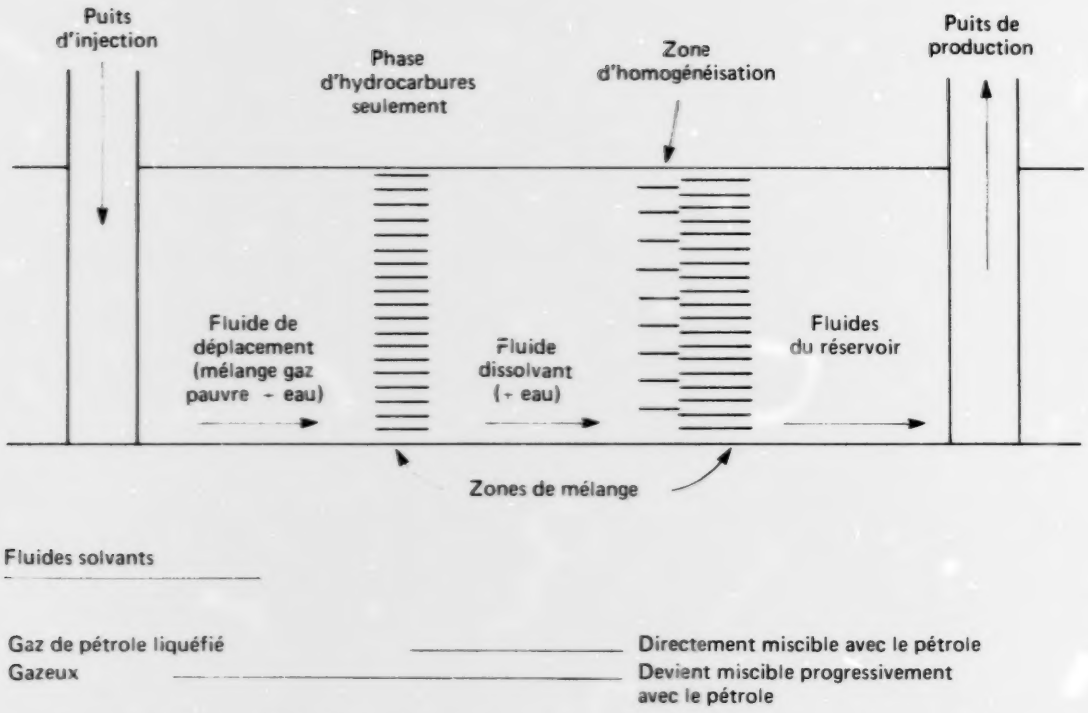


FIGURE 45 SCHÉMA DE PRINCIPE DE L'INJECTION DE FLUIDES MISCIBLES

preuves de la compatibilité du fluide d'injection avec la roche et l'eau de la formation (article 15.040 du Règlement). Une fois le projet approuvé, l'ERCB exige que l'exploitant présente deux fois par année, pendant les deux premières années, des rapports détaillés sur la production et les techniques d'injection (article 12.130).

Les règlements appliqués en Saskatchewan et en Colombie-Britannique ne diffèrent pas sensiblement de ceux de l'Alberta. Dans ces deux provinces, on prescrit des autorisations et des contrôles analogues.

En général, on possède au Canada très peu d'expérience dans le domaine de la récupération assistée du pétrole et l'on connaît mal les méthodes d'élimination des déchets produits. Nous n'examinerons ici que la question de l'élimination des déchets chimiques. En effet, les opérations de récupération par injection de fluides miscibles ne devrait produire que de faibles quantités de déchets; par ailleurs, les systèmes thermiques engendrent des déchets analogues à ceux de l'extraction *in situ* des sables bitumineux, que nous examinerons au prochain chapitre.

On prévoit traiter les déchets produits par l'injection d'alcalis d'une manière semblable à celle décrite au chapitre 4 pour les déchets de production. Les autres produits chimiques, tels que les agents tensio-actifs, les polymères et les additifs de produit tensio-actif, peuvent s'avérer extrêmement toxiques et leur élimination en puits profond ou dans des étangs à la surface risque d'être dangereuse. On trouvera au tableau 30 une liste des produits chimiques utilisés dans les procédés de récupération assistée, ainsi que des données sur leur toxicité respective.

TABLEAU 28 RÉCUPÉRATION POTENTIELLE DE PÉTROLE LÉGER DANS L'OUEST DU CANADA PAR INJECTION DE FLUIDES MISCIBLES

Province	Pétrole originel en place (millions de m^3)	Réserves récupérables établies		Accroissement attribuable à la méthode tertiaire	
		Millions de barils	% du pétrole en place	10^6 m^3	% du pétrole en place
C.-B.	225	78.033	34.7	17.514	7.8
Alberta	5563	1913.159	34.4	463.493	8.3
Sask.	1245	379.269	30.5	99.571	8.0
Manitoba	100	26.033	26.0	8.789	8.8
Total	7133	2396.464	33.6 (moyenne)	589.368	8.3 (moyenne)

Source: Mémoire de Dome Petroleum à l'Office national de l'énergie, septembre 1980, n° EHR-1-80, volume II. Offre et demande de pétrole brut au Canada, supplément. Les données présentées ci-dessus correspondent à la récupération techniquement réalisable et ne tiennent pas compte des contingences économiques.

5.6 Effets sur l'environnement

Bien qu'on ait mis au point différents procédés de récupération assistée, le seul qui soit appliqué sur une grande échelle dans l'ouest du Canada est l'injection de fluides miscibles. Tous les autres procédés sont encore à divers stades d'expérimentation à l'échelle-pilote; l'injection de vapeur et la combustion humide sont les plus importants d'entre eux.

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est surtout utilisé dans les opérations d'injection de fluides miscibles. Les déchets produits par ces opérations sont semblables à ceux qu'engendrent les procédés classiques d'extraction du pétrole; ils ont par conséquent les mêmes effets potentiels sur l'environnement, que nous avons examinés au chapitre précédent.

On possède actuellement très peu d'information sur la composition des produits rejetés (liquides, semi-solides et solides) au cours de l'expérimentation à l'échelle-pilote des autres procédés de récupération assistée au Canada. Les commentaires formulés au sujet de leurs effets sur l'environnement sont donc basés sur des données américaines. Le tableau 31 présente un aperçu général des problèmes potentiels liés aux déchets produits par la récupération assistée aux États-Unis (Wilson et Kendall, 1980). Les principaux sujets de préoccupation sont l'élimination des eaux usées et, à un degré moindre, les quantités d'eau d'appoint nécessaires. La possibilité de corrosion du tubage par l'eau de faible pH mérite une attention particulière dans le cas de l'élimination des eaux usées par injection en puits profond. Cette corrosion pourrait engendrer une pollution des formations aquifères d'eau douce; cependant, il convient de faire remarquer que les règlements canadiens sont plus stricts car les puits doivent être munis de tubes d'injection et l'espace annulaire entre la gaine et la colonne d'injection doit être rempli d'un liquide non corrosif. En outre, la pression dans cet espace est contrôlée. On peut détecter immédiatement toute fuite dans les tubes d'injection et les remplacer avant que la gaine ne soit sérieusement endommagée.

TABLEAU 29 PRÉVISION DES QUANTITÉS D'EAU* RÉSULTANT DES PROJETS D'EXTRACTION DU BRUT LÉGER PAR INJECTION DE FLUIDES MISCIBLES DANS L'OUEST DU CANADA

	Quantités prévues	
Année	Rapport eau-pétrole	10^3 m^3/d
1981	2	2,0
1982	2	4,0
1983	3	9,0
1984	3	13,2
1985	4	23,7
1986	4	30,8
1987	3	29,4
1988	3	37,8
1989	3	46,2
1990	2	37,4
1991	2	43,8
1992	2	50,0
1993	2	54,8
1994	1,5	43,7
1995	1,5	45,2
1996	1,5	45,8
1997	1,5	45,9
1998	1,5	45,0
1999	1,5	43,4
2000	1,5	41,3

*Calculées de la façon indiquée à la section 4.3.5. Prévisions basées sur la production prévue de pétrole figurant au tableau 25.

Les dangers pour l'environnement que pose l'élimination des déchets liquides dans une formation souterraine dépendent beaucoup de la position de celle-ci dans le système hydrogéologique, des modifications de régime causées par les pressions d'injection, du volume des déchets, de leur toxicité, de l'atténuation de leurs effets, etc. Il est difficile de déterminer quels seront les effets à long terme sur l'environnement, si effet il y a, d'un système d'élimination en puits profond sans connaître à fond tous les paramètres propres à ce système.

En ce qui concerne l'environnement terrestre, les pluies acides résultant des divers types d'émissions (provenant de la tête de puits, des compresseurs, des chaudières, des installations de traitement, etc.), mais particulièrement des procédés de combustion *in situ*, pourraient constituer un problème. On possède déjà les moyens techniques requis pour réduire au minimum la pollution atmosphérique, et l'on devra généraliser l'usage des épurateurs de gaz de cheminée et des électrofiltres. En outre, certains experts affirment que l'utilisation d'oxygène au lieu d'air

TABLEAU 30 DONNÉES GÉNÉRALES SUR LA TOXICITÉ DES PRODUITS CHIMIQUES PROPOSÉS POUR LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DE PÉTROLE (Wilson et Kendall; 1980)[1]

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Acide acrylique	Étiquetage DOT: corrosif			Additif de produit tensio-actif
Acide acrylméthylpropyl sulfonique				Agent tensio-actif
Acide citrique	DL_{50} 11700 mg/kg		orale (rat)	Fraction du bouchon micellaire
Acide décylbenzyl sulfonique	DL_{50} 2000 mg/kg		orale (souris)	Agent tensio-actif
Acide désoxyribonucléique	Non toxique			Tampon de mobilité
Acide nitrilotriacétique	DL_{50} 1470 mg/kg	néoplasie	orale (souris)	Fraction du bouchon micellaire
Acide nitrique	TLV 2 ppm; DOT: oxydant et corrosif			Combustion
Acide toluène sulfonique				Agent tensio-actif
Acroléine	TLV 0,1 ppm		inhalation-irritant	Bactéricide
Acrylate de méthyle	75 ppm		inhalation-irritant	Agent tensio-actif
Acrylonitrile	TLV 20 ppm	néoplasie	inhalation	Additif de produit tensio-actif
Alcool benzylique	$DL_{min.}$ 500 mg/kg CL_{50}-8h 1000 ppm		orale inhalation (rat)	
Alcool furfurylique	TLV 5 ppm		peau	Additif de produit tensio-actif
Alkyl ortho-xylène sulfonate	$DL_{min.}$ 500 mg/kg		intra péritonéale (souris)	Agent tensio-actif
Alkylarylnaphtène sulfonate				Agent tensio-actif
Alkylbenzène sulfonates:				
p-n-alkyle	DL_{50} 1850 mg/kg		orale (rat)	Agent tensio-actif
alkyle linéaire	DL_{50} 650 mg/kg		orale (rat)	
Alkyldichlorophénol (2,4)	$CT_{min.}$ 312 (µg/kg)	positive	peau	Bactéricide; fraction du bouchon micellaire

[1]NDT – La nomenclature originale (en anglais) n'étant pas systématique, il se peut que, dans certains cas, la traduction française soit sujette à caution.

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Alkyltoluène sulfonate	DL_{50} 2480 mg/kg		orale	Agent tensio-actif
Alpha-oléfine sulfonate				Agent tensio-actif
Amines de suif	DL_{50} 1850 mg/kg		orale (rat)	Agent tensio-actif
Aniline	TLV 5 ppm	positive	peau	Combustion, biocide
Benzène	TLV 25 ppm	néoplasie	inhalation-sang	Fraction du bouchon micellaire
Bisulfite de sodium	$DL_{min.}$ 500 mg/kg		orale	Injection d'alcali; élimination de O_2
Borate de sodium	$DL_{min.}$ 500-709 mg/kg		orale-effets toxiques légers	Injection d'alcali
n-Butanol	TLV 150 ppm		inhalation	Additif de produit tensio-actif
s-Butanol	TLV 150 ppm		inhalation	Additif de produit tensio-actif
Cadmium	TLV 0,05 mg/m^3	positive	inhalation	Bactéricide
Carbonate de sodium	$DL_{min.}$ 4000 mg/kg		orale (rat)	Injection d'alcali
Carboxyméthylcellulose	(non toxique) 2700 mg/kg		orale (rat)	Agent favorisant la mobilité
Carboxypolyméthylène (polymère de carboxyvinyle)	(non toxique) 2700 mg/kg		orale (rat)	Agent favorisant la mobilité
Chlorure d'alkyldiméthylbenzyl ammonium	$DL_{min.}$ 50 mg/kg			Bactéricide
Chlorure de calcium	TLV 10 mg/m^3		orale, inhalation	Injection d'alcali
Chlorure de cocodiméthylbenzyl ammonium				Bactéricide
Chlorure de diisobutylphénoxyéthoxyéthyl diméthylbenzyl ammonium	$DL_{min.}$ 50 mg/kg	néoplasie	orale, yeux	Agent tensio-actif
Chlorure de ditétradécyldiméthyl ammonium				Agent tensio-actif
Chlorure de dodécyltriméthyl ammonium				Agent tensio-actif
Chlorure de sodium	$DL_{min.}$-23 d 500 mg/kg $DL_{min.}$-23 d 12357 mg/kg		orale intra péritonéale	Fraction du bouchon micellaire

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Chlorure d'hexadécyltriméthyl ammonium				Agent tensio-actif
Chlorures d'alkyldiméthyl ammonium quaternaires				Agent tensio-actif
Chromate de potassium	TLV 100 g	possible	orale, inhalation	Fraction du bouchon micellaire
Chromate d'ammonium				Additif de produit tensio-actif
Citrate d'aluminium				Fraction du bouchon micellaire
Copolymère d'acrylamides	TLV 0,3 mg/m^3		peau	Agent favorisant la mobilité
Copolymère de styrène	CL_{50}-10 mn 120 mg/m^3	néoplasie	inhalation (souris)	Agent tensio-actif
Crésol (hydroxytoluène)	TLV 5 ppm	néoplasie	peau	Additif de produit tensio-actif
Cyclohexane	TLV 300 ppm		orale	Fraction du bouchon micellaire
Cyclohexanol	TLV 50 ppm		inhalation-irritant	Additif de produit tensio-actif
	$CT_{min.}$ 75 ppm			
Cyclohexanone	TLV 50 ppm		inhalation-irritant	Fraction du bouchon micellaire
Dextranes	Non toxique			Tampon de mobilité
Décane				Fraction du bouchon micellaire
Décanol (nonylcarbinol)	3 d-int. 75 mg	néoplasie	peau	Additif de produit tensio-actif
Diacétone-acrylamide				Additif de produit tensio-actif
Dichlorophénolate de sodium				Bactéricide
Diéthylèneglycol sulfate	DL_{50} 1000 mg/kg		orale (rat)	Agent tensio-actif
Diéthylènetriamine	TLV 1 ppm		peau	Combustion; bactéricide
	$DL_{min.}$ 500 mg/kg			
Dihexylsuccinate de sodium			?	Additif de produit tensio-actif
Diméthylhydrazine	TLV 0,5 ppm	néoplasie	peau	Combustion

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Diphénolpicrylhydrazine		positive		Combustion
Dodécane				Fraction du bouchon micellaire
Dodécylbenzène sulfonate	SA_{m96} 100-10 ppm			Agent tensio-actif
n-Dodécyldiéthylèneglycol sulfate	DL_{50} 1000 mg/kg		orale (rat)	Agent tensio-actif
EDTA	2000 mg/kg 7-14 d	tératogène	orale (rat)	Agent de pré-lavage
Ester gras de sorbitan	DT 49 g/kg/40 mn-int.		sous-cutanée	Additif de produit tensio-actif
Éthanol	TLV 1000 ppm	essais sur effets tératogènes en cours	inhalation	Additif de produit tensio-actif
Éthanolamines	TLV 3 ppm; DOT: corrosif			Désémulsification
Éthylènediamine	$CT_{min.}$ 200 ppm; TLV 10 ppm		irritant-inhalation	Élimination du CO_2
Formaldéhyde	TLV 2 ppm	néoplasie	inhalation-irritant	Bactéricide; Additif de produit tensio-actif
Glutaraldéhyde	TLV 2 ppm		peau	Bactéricide; Additif de produit tensio-actif
Glycérol	DL_{50} 1260 mg/kg		orale	Agent favorisant la mobilité; fraction du bouchon micellaire
Glyoxal (40 %)	DL_{50} 7070 mg/kg		orale, peau	Agent tensio-actif
Gomme de xanthane	(faible)			Agent favorisant la mobilité
Gomme guar	DL_{50} 9400 mg/kg		oraie (rat)	Tampon de mobilité
Heptane				Fraction du bouchon micellaire
Heptanol	DL_{50} 3250 mg/kg		orale, rat	Additif de produit tensio-actif
Hexadécylnaphtalène sulfonate	DL_{50} 2320 mg/kg		orale, rat	Agent tensio-actif

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Hexanol-1	$DL_{min.}$ 500 mg/kg		orale, rat	Additif de produit tensio-actif
Hexanol-2				Additif de produit tensio-actif
Homopolymère d'acrylamide				Agent favorisant la mobilité
Huile de fusel	5 d 12500 mg/kg	mutagène	orale, sous-cutanée (souris)	Additif de produit tensio-actif
Hydrazine	TLV 1 ppm	positive	peau	Élimination de O_2; combustion
Hydrosulfite de sodium	$DL_{min.}$ 500 mg/kg		inhalation-irritant	Élimination de O_2; additif de produit tensio-actif
Hydroxyalkyl sulfonate				Agent tensio-actif
Hydroxyde d'ammonium	Réc. nor. 50 ppm		yeux-irritant	Injection d'alcali
Hydroxyde de lithium				Injection de vapeur
Hydroxyde de sodium	TLV-15 mn 2 mg/m^3		inhalation	Injection d'alcali; agent de pré-lavage; bactéricide; électrolyte; injections thermiques
Hydroxyéthylcellulose		tumeurs	implantation sous-cutanée	Agent favorisant la mobilité
Hypochlorite de sodium	DOT: corrosif			Bactéricide
Isobutanol	500 mg/kg	positive	orale, peau	Additif de produit tensio-actif
Isopentanol	TLV 100 ppm	positive	inhalation-irritant	Additif de produit tensio-actif
Isopropanol	TLV 400 ppm		inhalation-irritant; peau	Additif de produit tensio-actif
Isoquinoléine	350 mg/kg		orale, peau	Injection d'alcali
Laurate de triéthanolamine	5000 mg/kg		orale	Agent tensio-actif
Lauryl sulfonate de sodium				Agent tensio-actif
Magnésium				Bactéricide
Manganèse				Bactéricide

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Méthacrylate d'isobutyle	420 mg/kg	tératogène	intra péritonéale (rat)	Agent tensio-actif
Méthylacrylate de méthyle	TLV 100 ppm		inhalation-système nerveux central; irritant	Agent tensio-actif
Méthyléthylcétone	DL_{50} 5000 mg/kg			Fraction du bouchon micellaire
Méthylnonylcétone	DL_{50} 5000 mg/kg			
Monobutylphénylphénol sulfate de sodium				Agent tensio-actif
Monolaurate de polyglycérol	(non toxique)			Agent tensio-actif
Monolaurate sulfate de glycéryle et de sodium				Agent tensio-actif
Monomyristate de glycérol disulfoacétate	(faible)			Agent tensio-actif
Monosaccharide				Agent favorisant la mobilité
Monostéarate de pentaérythritol	TLV 10 mg/kg			Agent tensio-actif
Myristate de triéthanolamine				Agent tensio-actif
Nitrate de sodium	$DL_{min.}$ 500 mg/kg		orale	Électrolyte
p-Nonylphénol	DL_{50} 1620 mg/kg		orale (rat)	Additif de produit tensio-actif
Octadécyltoluène sulfonate				Agent tensio-actif
Octane				Fraction de bouchon micellaire
Octanol-1	DL_{50} 790 mg/kg		orale, peau	Additif de produit tensio-actif
Oléamide de n-méthyltaurine				Agent tensio-actif
Oléate de triéthanolamine	5000 mg/kg		orale	Agent tensio-actif
Oléyléthanilide sulfate de sodium (amine de suif)	(faible)			Agent tensio-actif
Oxyde d'alkylène (voir oxyde d'éthylène, oxyde de méthylène)				Agent tensio-actif
Oxyde d'azote	TLV 25 ppm; DOT: gaz anesthésique	tératogène	inhalation (rat)	Combustion

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Oxyde d'éthylène	CT_{min} 4000 ppm	possible	Inconnue	Désémulsification
Oxyéthylcellulose				Tampon de mobilité
Paraformaldéhyde	$DL_{min.}$ 50 mg/kg		peau-effet grave	Bactéricide
Pentachlorophénol	TLV 500 mg/m^3	néoplasie	peau	Bactéricide
Pentachlorophénolate de sodium	DL_{50} 210 mg/kg		orale (rat)	Bactéricide
Pentadécylphénol				Additif de produit tensio-actif
Pentane	MPT 1000 ppm		inhalation	Fraction du bouchon micellaire
Pentanol-2 (alcool amylique)	500 mg/24 h		système nerveux central peau, yeux, orale; effets modérés à graves (rongeurs)	Additif de produit tensio-actif
Permanganate de potassium	$CT_{min.}$ 2400 g/kg/d			Fraction du bouchon micellaire
Peroxyde d'hydrogène	TLV 1 ppm; DOT: oxydant		inhalation	Injection d'alcali; combustion
Phénol	TLV 5 ppm	positive	peau	Additif de produit tensio-actif, biocide
Phénoxypolyéthoxyéthanol	DL_{50} 2140 mg/kg		orale (rat)	Agent favorisant la mobilité
Phényléthanol	$DL_{min.}$ 500 mg/kg			Additif de produit tensio-actif
Polyacrylamide	DL_{50} 1790 mg/kg (faible toxicité)			Agent favorisant la mobilité
Polyacrylaride	(faible toxicité)			Agent favorisant la mobilité
Polybutène sulfonate				Agent tensio-actif
Polyéther alkylphénoxy	DL_{50} 2140 mg/kg		orale, peau (rat)	Agent tensio-actif
Polyéthoxy sulfate de lauryle	(faible)			Agent tensio-actif
Polyéthoxyalkylthiol				Agent tensio-actif
Polyéthylèneglycol	$DL_{min.}$ 5000 mg/kg		orale	Agent favorisant la mobilité

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Polyisobutylène dans le benzène	(élevée)	possible		Agent favorisant la mobilité
Polyoxyéthylène	DL_{50} 7460 mg/kg		orale (rat)	Fraction du bouchon micellaire; additif de produit tensio-actif; agent favorisant la mobilité; désémulsification
Polyoxyéthylènearylphénol				Agent tensio-actif
Propane	TLV_m 1000 ppm		inhalation	Fraction du bouchon micellaire
Quinoléine	10 mg/24 h	néoplasie	peau-effet léger yeux-effet grave orale-cancérigène	Injection thermique et alcaline; biocide
Silicate (orthosilicate) de sodium	DL_{50} 1600 mg/kg		orale (rongeurs)	Injection d'alcali
Solutions de fluorure	DOT: poison et oxydants			Agent de pré-lavage
Stéarate de morpholine				Agent tensio-actif
Sulfate de calcium	TLV 10 mg/m^3 $CT_{min.-10\ ans}$ 194 g/m^3		inhalation	Bactéricide
Sulfate de sodium	DL_{50} 5989 mg/kg		orale (rongeurs)	Fraction du bouchon micellaire
Sulfate laurate de p-toluidine				Agent tensio-actif
Sulfate laurate de p-chloroaniline		positive		Agent tensio-actif
Toluène	TLV 100 ppm		peau; système nerveux central	Fraction du bouchon micellaire
Tridécylbenzyl sulfonate				Agent tensio-actif
Triéthyl aluminium				Combustion
Triéthyl borane	DL_{50} 235 mg/kg CL_{50} 2800 mg/m^3		orale inhalation	Bactéricide Combustion
Trioxyde de soufre	DOT: corrosif			Additif de produit tensio-actif

Composé	Données sur la toxicité	Réponse cancérigène	Voie d'exposition*	Utilisation principale
Xylène	100 ppm/10 mn		inhalation, irritant	Agent tensio-actif
Xylène sulfonate				Agent tensio-actif
Xylidine	TLV 5 ppm			
	DL_{50} 50 mg/kg		peau	Combustion

*À moins d'indication contraire, dans la colonne "Voie d'exposition", les données s'appliquent aux humains.

CL_{50} : Concentration létale pour 50 p. 100 de la population
$CT_{min.}$: Concentration seuil pour un effet toxique spécifique
DL_{50} : Dose létale pour 50 p. 100 de la population
$DL_{min.}$: Dose létale minimale rapportée
DOT : U.S. Department of Transportation
$DT_{min.}$: Dose toxique minimale rapportée
MPT : Moyenne pondérée en fonction du temps
TLV* : limite admissible d'exposition

d jour
h heure
mn minute
int. intermittent

TABLEAU 31 PRINCIPAUX PROBLÈMES ENVIRONNEMENTAUX ASSOCIÉS À LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DE PÉTROLE (selon le procédé)*
(Wilson et Kendall, 1980)

Critère	Injection de vapeur	Combustion *in situ*	Micro-émulsions-polymères	Injection de CO_2
Air	**Émissions de SO_2, de NO_x et de particules en suspension par les générateurs de vapeur**	Émissions d'hydrocarbures et de CO des puits	Émissions diffuses provenant de la fabrication de produits chimiques sur place	Fuites de CO_2 au cours du traitement ou du transport
	Émissions d'hydrocarbures à la tête de puits	Émissions de SO_2, de NO_x		Émissions de H_2S des puits
Utilisation d'eau	**Demande importante**	Demande modérée pour combustion humide	**Demande importante**	**Demande importante**
Effluents aqueux	**Élimination de l'eau produite**	**Élimination de l'eau produite** Contaminations des nappes aquifères par de l'eau de faible pH contenant des métaux à l'état de traces provenant de la corrosion des tubages	**Contamination de la nappe aquifère par les produits chimiques injectés** **Élimination de l'eau produite** Déversements, fuites de produits chimiques dans les eaux superficielles	**Élimination de l'eau produite** Contamination de la nappe aquifère par de l'eau de faible pH et corrosion des tubages
Déchets solides	Élimination des boues de l'épurateur Élimination des déchets de traitement de l'eau	Élimination des déchets provenant de l'épuration du gaz de tête de puits Élimination des déchets de traitement de l'eau	Élimination des déchets provenant de la fabrication de produits chimiques sur place Élimination des déchets de traitement de l'eau	Élimination des déchets de traitement de l'eau

*Les problèmes environnementaux considérés comme majeurs par Wilson et Kendall sont indiqués en caractères gras.

réduit la formation de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de soufre lorsqu'on applique les procédés de combustion aux bruts lourds à teneur élevée en soufre. Des déchets semi-solides et solides sont produits à diverses étapes du traitement du pétrole extrait. Les déchets solides provenant de la récupération assistée contiendront inévitablement des substances dangereuses ou toxiques, dont l'élimination dans le sol risque fort de poser des difficultés (Riedel et coll., 1981).

Plusieurs des produits chimiques utilisés dans les procédés de récupération assistée sont dangereux ou toxiques (Schumacher, 1978; Silvestro, 1980). Le rejet direct de ces produits dans l'environnement pourrait avoir de graves conséquences; il faut donc tout faire pour l'éviter. Les pratiques normales d'exploitation devront comprendre des mesures d'urgence à prendre en cas de déversement dans toutes les conditions météorologiques possibles.

Il existe très peu de documentation sur le bilan massique des produits chimiques utilisés dans divers procédés, ou sur leur dégradation éventuelle. Il est donc impossible d'évaluer avec précision leurs effets sur l'environnement.

La récupération assistée des pétroles lourds de la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan, mérite d'être étudiée de plus près. On ne prévoit pas dans l'avenir exploiter ce gisement en suivant la méthode habituelle (c.-à-d. récupération tertiaire précédée par une récupération secondaire et une récupération primaire), mais les procédés employés (stimulation à la vapeur ou combustion humide, ou les deux à la fois) font partie de la récupération assistée. Pour appliquer convenablement ces procédés, il faudra un réseau dense de puits de production et de puits d'injection de vapeur. Il faudra déterminer la disposition de ce réseau à partir d'études pilotes et en fonction de la répartition du pétrole lourd dans les sédiments du groupe de Mannville.

Normalement, les installations d'exploitation de pétrole lourd par injection de vapeur doivent comprendre une installation centrale de traitement, des générateurs de vapeur, des réservoirs de stockage, des aires d'élimination des déchets et un réseau de routes et de pipelines. L'un des principaux effets des méthodes actuelles d'exploitation du pétrole lourd sera donc l'incidence sur l'environnement terrestre. La combinaison de puits très rapprochés les uns des autres (quelques hectares par puits de production et un puits central d'injection de vapeur par groupe de puits de production et d'un réseau intégré de routes avec droit de passage pour les pipelines, réduira beaucoup l'utilisation des terres à d'autres fins, surtout s'il s'agit de terres agricoles. La culture des céréales sur les petites parcelles comprises entre les routes et les diverses concessions serait tout à fait inefficace. Cependant, il serait peut-être possible de clôturer ces terrains et de les transformer en pâturages. Si tel n'est pas le cas, les terres devront rester inutilisées pendant toute la durée de l'exploitation du gisement. Il serait possible de réduire l'ampleur de ces changements d'utilisation des terres en regroupant ou en alignant les puits, et en ayant recours au forage dirigé.

La plus grande partie de la région située au nord et à l'ouest de Lloydminster est boisée. Il faudrait donc déboiser à divers degrés pour exploiter le pétrole lourd dans ce secteur. En planifiant soigneusement la disposition des puits, il serait possible de réduire au minimum ce déboisement et les perturbations qu'il engendre pour la faune. La mise à nu des terres boisées accroîtra aussi le ruissellement superficiel, ce qui, suivant les caractéristiques d'écoulement superficiel dans la région, pourrait provoquer l'envasement des lacs et des marécages ou accroître la charge en sédiments des cours d'eau. Le déboisement (partiel ou total) aurait un avantage, car il permettrait de transformer ces terres en pâturages une fois la production terminée.

Pour extraire le pétrole lourd de façon efficace, il faut forer un grand nombre de puits. Il faut, pour chaque emplacement, un lieu d'élimination des solides et du fluide de forage.

L'épandage du fluide de forage, spécialement s'il contient des quantités importantes de sels dissous, pourrait constituer un problème à cause de la proximité des puits. On estime que le volume de fluide de forage varie de 40 à 75 m^3 par sondage, selon le diamètre du trou (tableau 12), et que le volume des déblais, selon le diamètre du trou (tableau 13), se situe entre 20 et 35 m^3. Puisque le grand nombre de sources ponctuelles (bassins enfouis) présente des risques de pollution à long terme des eaux souterraines, et que la surface nécessaire pour éliminer sans danger les déchets liquides est grande compte tenu de la proximité des puits, il serait bon d'envisager l'élimination centrale des déblais dans un environnement hydrogéologique approprié et la réutilisation de la boue après nettoyage et conditionnement. On réduirait ainsi au minimum les effets possibles sur l'environnement, à chaque emplacement, de l'élimination dans les bassins et de l'épandage. Les volumes de boue utilisés pour les puits de pétrole lourd sont tels qu'il serait possible de concevoir un système autonome supprimant la nécessité de l'élimination à chacun des puits. Suivant le type de boue et le type et la concentration des sels solubles qu'elle contient, on devrait envisager d'utiliser les déblais comme terre de remblayage pour les routes. Une utilisation plus fréquente du forage à l'air comprimé et à la mousse réduirait les inconvénients de l'élimination des boues, et il serait bon d'encourager les recherches dans ce domaine.

L'injection en puits profond semble être la méthode la plus sûre d'élimination finale des déchets. La formation utilisée à cette fin doit se trouver bien au-dessous des formations productives. Afin d'assurer un confinement approprié, elle doit en outre être située sous la formation d'évaporites des Prairies, datant du Dévonien moyen. Cependant, certains doutent des propriétés de confinement des évaporites, puisqu'ils ont été éliminés par endroits à la suite d'une dissolution des sels, ce qui a amené l'affaissement des lits situés au-dessus des cavités ainsi créées (Christiansen et Whitaker, 1974). Cet affaissement a sans nul doute créé des zones présentant un nombre considérable de fractures verticales le long desquelles il pourrait y avoir migration vers le haut si le régime hydraulique était modifié par l'injection d'eaux usées. Il faut donc réduire au minimum les volumes de déchets éliminés et les pressions d'injection. En outre, il faudrait envisager l'injection en puits profond de tous les autres déchets liquides toxiques produits au cours du traitement du pétrole lourd (résidu du traitement de l'eau, acides, produits chimiques usés, etc.).

Le sable retiré des puits à la hauteur des formations pétrolifères est invariablement recouvert d'une pellicule de pétrole. Des hydrocarbures sont donc directement introduits dans l'environnement lorsqu'on se sert de ce sable, par exemple, pour le recouvrement des routes. Bien que ces hydrocarbures soient essentiellement immobiles au moment de l'introduction, l'action des bactéries finira par les dégrader. Suivant leur composition et la diversité des organismes, la dégradation sera complète ou partielle. La libération d'hydrocarbures partiellement décomposés provenant des grains de sable pourrait menacer sérieusement l'environnement. En outre, les métaux en trace présents dans les hydrocarbures pourraient également être libérés. La décomposition des hydrocarbures par les microorganismes dépend de l'environnement, c'est-à-dire de la présence d'autres substances organiques, d'éléments nutritifs, etc. et du temps. De la même façon, la trajectoire et la vitesse de la migration à faible profondeur sont fonction de l'environnement et du régime hydrogéologiques. C'est donc dire qu'on peut utiliser pendant longtemps une méthode d'élimination donnée avant d'observer un quelconque déplacement de polluants. Ainsi, il devient très important d'éliminer convenablement les déchets dans l'environnement hydrogéologique de façon à réduire au minimum leur migration. Il faut aussi contrôler de près le lieu d'élimination pour pouvoir détecter très tôt le déplacement des polluants. Étant donné le volume de déchets produits, il serait bon d'orienter les recherches vers l'établissement d'une installation centrale de collecte et d'élimination permettant de traiter le sable extrait.

À cause de l'instabilité du sable dans l'aire d'élimination, le transport éolien pourrait jouer un rôle important dans la pollution du milieu. Les terres adjacentes pourraient être affectées à divers degrés, suivant leur utilisation et la direction des vents.

La présence de sable dans le pétrole fera monter les frais d'exploitation, et particulièrement les frais d'entretien. L'abrasion du matériel et de la tuyauterie pourrait être importante et provoquer, par exemple, une augmentation du nombre de fuites dans les lignes de transport et, donc, du nombre de déversements. En outre, le sable pourrait altérer les caractéristiques hydrauliques au voisinage du sondage, ce qui réduirait certainement la production.

Le retrait de grandes quantités de sable de l'horizon producteur pourrait aussi causer un problème d'affaissement. Dans les conditions normales d'exploitation, le pétrole brut est remplacé par de l'eau ou du gaz dans les pores du réservoir. Lors de l'extraction de pétrole lourd, une partie de la matrice est extraite en même temps que le pétrole. Autrement dit, on se trouve à extraire une partie des sédiments du lit producteur. Suivant la disposition spatiale des espaces créés par l'extraction des sédiments, il peut y avoir, à divers degrés, affaissement différentiel des lits supérieurs. Ces lits perdent alors leur propriété de confinement, ce qui provoque d'importants changements dans le régime hydrologique souterrain. Si des quantités importantes de sédiments sont extraites au voisinage immédiat du puits, l'affaissement pourra provoquer une rupture de la paroi de béton du trou de forage et engendrer un écoulement entre les formations. Dans les zones où l'affaissement différentiel souterrain se transmet à la surface, il risque d'y avoir augmentation des ruptures de pipeline par suite des contraintes supplémentaires exercées, combinées aux propriétés abrasives du mélange pétrole-sable et aux phénomènes habituels de dilatation et de contraction attribuables aux variations de température.

Au moment d'écrire ces lignes, la quantité de sable extraite des gisements de pétrole lourd de Lloyminster variait de 0,5 à 10 p. 100 du pétrole produit, et correspondait à quelque 40 000 m^3 par année de sable pétrolifère (communication personnelle, Husky Oil). La société Husky et d'autres exploitants ont entrepris un petit programme de recherche visant à mettre au point de meilleures techniques de traitement des déchets de pétrole et de sable dans la région.

Compte tenu de toutes ces données, il appert qu'on doit réduire au minimum la quantité de sable extrait. Pour ce faire, il faudra envisager la mise au point et l'utilisation de techniques de complétion qui permettront de réduire l'arrivée de sable. Il faudra aussi s'efforcer davantage de mettre au point des méthodes appropriées d'élimination du sable dans la région de Lloydminster.

Le gaz naturel extrait avec le pétrole lourd peut contenir une petite fraction de composés soufrés. Quelle que soit l'utilisation finale du gaz (brûlage ou production de vapeur), les règlements gouvernementaux exigent qu'il soit d'abord désulfuré. Le soufre est généralement stocké et exposé à l'air jusqu'à ce qu'on l'expédie. Il est par conséquent vraisemblable que de fines particules de soufre puissent se déposer sur les terres adjacentes. L'oxydation bactérienne du soufre donnerait de l'acide sulfurique, ce qui provoquerait l'acidification du sol. La vitesse de ce processus dépend beaucoup du pouvoir tampon du sol.

Dans la région de Lloydminster, vu le grand nombre de puits et le vaste réseau de pipelines concentrés dans un secteur relativement restreint, le potentiel de déversements de pétrole et d'eau salée est plus élevé que dans les zones où l'on utilise les procédés traditionnels. La gravité d'un déversement dépend du volume et de la composition du liquide, ainsi que des caractéristiques de l'écoulement superficiel et de l'environnement hydrogéologique au point où il se produit. Il est possible d'en limiter les effets sur l'environnement en exerçant un contrôle et une surveillance appropriés.

6 EXPLOITATION *IN SITU* DES SABLES BITUMINEUX

6.1 Introduction

Dans les sables bitumineux, les hydrocarbures se présentent sous forme de bitume, qui est immobile aux températures normales du réservoir. Il est donc impossible d'appliquer les procédés de récupération primaire et secondaire pour l'extraire. Lorsque le bitume se trouve à faible profondeur, on l'exploite à ciel ouvert: on extrait les sédiments du réservoir, puis on en sépare les hydrocarbures. Lorsque le gisement est plus profond, la séparation doit se faire *in situ*. Les procédés d'exploitation *in situ* qu'on a proposés sont semblables aux méthodes thermiques de récupération assistée utilisées pour le pétrole lourd.

Les réserves canadiennes totales de pétrole lourd et de sables bitumineux s'élèvent à 469 milliards de mètres cubes (Meyer et Dietzman, 1979), ce qui est de beaucoup supérieur à l'ensemble des réserves de pétrole classique léger et lourd. On en trouvera une illustration frappante à la figure 46, où les réserves de pétrole classique léger et lourd sont comparées aux réserves de pétrole lourd (bitume) de différentes régions de l'Alberta. La figure 47 présente la surface approximative des champs de pétrole léger, moyen et lourd, ainsi que celle des gisements de sables bitumineux dans l'ouest du Canada. Le présent rapport ne porte que sur l'incidence possible de l'exploitation *in situ* des sables bitumineux, et ne tient pas compte des procédés d'exploitation à ciel ouvert.

Tous les procédés d'exploitation *in situ* sont fondés sur le principe du chauffage du bitume pour en provoquer l'écoulement. La méthode la plus répandue, soit la stimulation par la vapeur, consiste à injecter de la vapeur dans le réservoir. On interrompt l'injection pendant un certain temps, alors que le transfert de chaleur se poursuit dans le réservoir; on extrait ensuite le bitume du puits, par pompage, jusqu'à ce que la production tombe à un certain niveau. L'opération est répétée tant que la production est rentable. Dans tout procédé d'exploitation *in situ*, les puits doivent être très rapprochés, car le bitume est récupérable seulement dans un faible rayon autour du puits.

En plus de la stimulation par la vapeur, des petits projets pilotes ont permis d'évaluer d'autres méthodes, notamment l'injection de vapeur en continu et l'extraction au moyen de puits séparés (figure 48), la combinaison de combustion à co-courant et d'injection d'eau (procédé COFCAW), ainsi que les méthodes combinées d'injection de vapeur et de combustion *in situ*. On examine également la validité théorique de procédés faisant appel à la fracturation du réservoir pour favoriser le transfert de chaleur, ou au forage de puits d'injection et de production horizontaux à partir de galeries souterraines, mais leurs effets possibles sont difficiles à prévoir vu la quantité insuffisante de documentation pertinente. Tant qu'on n'aura pas effectué de recherches plus poussées, il sera impossible de déterminer la justesse des prévisions relatives à la consommation d'eau et à la production de déchets pour les méthodes d'extraction proposées.

Certains des projets pilotes entrepris par l'industrie avec l'aide de l'Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA) sont énumérés au tableau 32. Malheureusement, on trouve très peu d'information dans la documentation sur la composante "eau" de ces procédés d'extraction.

Nous examinerons dans le présent rapport les effets possibles du procédé de stimulation par la vapeur proposé pour le projet de Cold Lake, car cette méthode est l'une de celles dont l'utilisation future est la plus vraisemblable, et il existe des estimations quant aux quantités

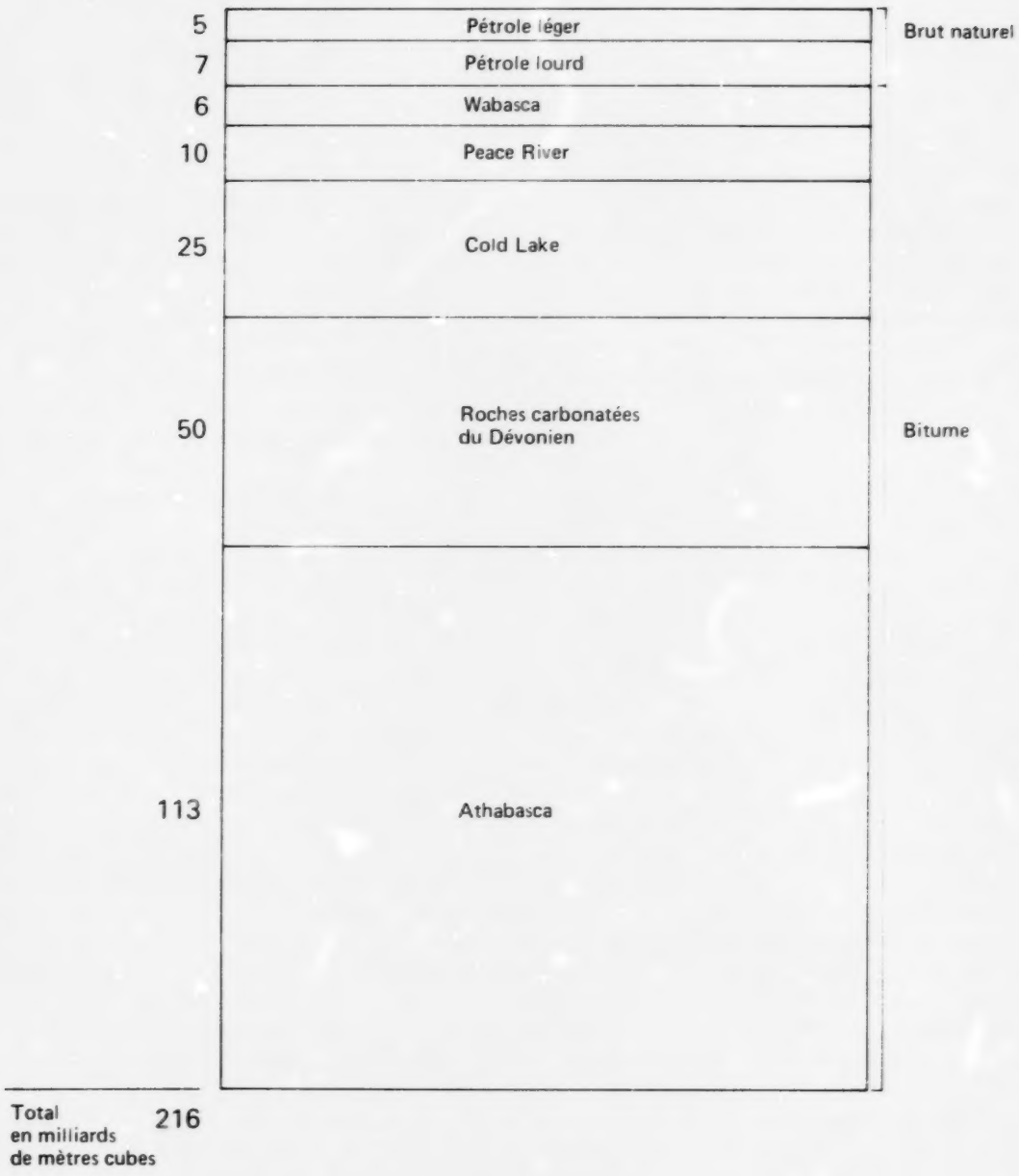


FIGURE 46 RÉSERVES DE PÉTROLE DE L'ALBERTA (Dugdale et Bartman, 1981)

FIGURE 47 EMPLACEMENT DES RÉSERVOIRS DE DIVERS TYPES DE PÉTROLE DANS L'OUEST DU CANADA

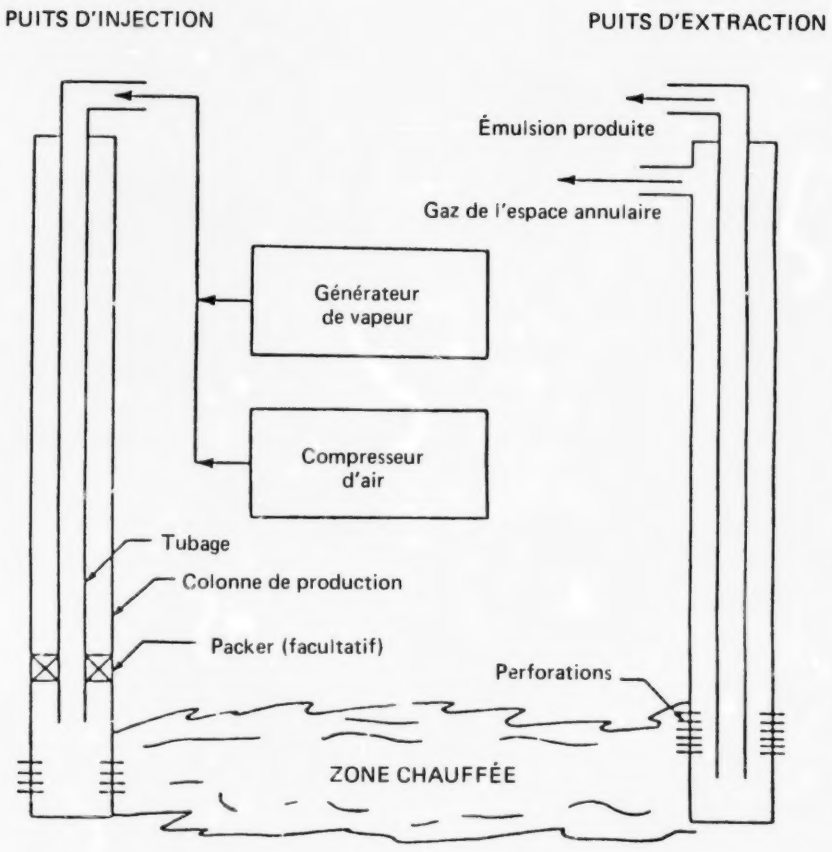


FIGURE 48 PROJET PILOTE TYPIQUE DE RÉCUPÉRATION *IN SITU*
(Dugdale et Bartman, 1981)

d'eau nécessaires pour produire de la vapeur et aux quantités de déchets qu'il faudra traiter et éliminer. D'autres projets d'exploitation *in situ* feront appel à des techniques de production différentes de celles de Cold Lake, et leurs besoins en eau ainsi que leur taux de production de déchets seront donc différents; on ne possède cependant pas de données publiées dans leur cas.

La législation provinciale ne contient aucune disposition s'appliquant précisément à l'exploitation *in situ* des sables bitumineux. Comme dans le cas des autres procédés de récupération assistée, tout projet ayant recours à cette technique doit être autorisé par les organismes de réglementation appropriés.

TABLEAU 32 PROJETS PILOTES DE RÉCUPÉRATION *IN SITU* DE L'AOSTRA, ALBERTA (Dugdale et Bartman, 1981)

Emplacement	Procédé	Société exploitante
Sables pétrolifères		
Athabasca	Procédé COFCAW (combustion à co-courant – injection d'eau)	Amoco
Peace River	Injection de vapeur	Shell
Cold Lake	Stimulation par la vapeur Combustion *in situ*	BP
Carbonates		
Buffalo Creek	Stimulation par la vapeur Combustion *in situ*	Union
Pétrole lourd		
Viking Kinsella	Injection de vapeur et combustion *in situ*	Pétro-Canada
Suffield	Combustion *in situ*	AEC

6.2 Utilisation de l'eau pour l'exploitation *in situ* des sables bitumineux

6.2.1 Propriétés de l'eau. La composition chimique de l'eau usée obtenue dans le cadre de diverses études pilotes est présentée aux tableaux 33, 34 et 35.

Le tableau 33 présente les caractéristiques de divers types d'eau produite dans des procédés de stimulation par la vapeur. L'eau obtenue à Cold Lake a des teneurs relativement élevées en pétrole; cependant, dans l'ensemble, elle semble être semblable aux autres. Ce tableau ne précise pas la teneur en matières organiques dissoutes de l'eau de Cold Lake, bien que dans plusieurs publications (Whalley et Wilson, 1979; Imperial Oil, 1978), on donne pour le carbone organique total (COT) une valeur supérieure à 30 mg/l. D'après les tableaux 34 et 35, le COT peut atteindre presque 10 000 mg/l, du moins dans le cas de la combustion *in situ*.

Barbour et Guffey (1979) ont tenté de déterminer la nature du COT. Au cours de leurs travaux, ils ont identifié une grande variété de molécules organiques; voici quelques exemples des molécules les plus abondantes:

Cétones en C_6
Diméthylpyridine
p - Crésol
Xylénol
Quinoléine
1 - Propanol
Phénol
m - Crésol

Il y a lieu de noter que les molécules oxygénées et hydroxylées prédominent, ce qui était d'ailleurs prévisible.

TABLEAU 33 PRINCIPAUX CONSTITUANTS ET PARAMÈTRES DE L'EAU PRODUITE: PROJETS DE STIMULATION PAR LA VAPEUR (CH_2M– Hill, 1981)

Paramètre	Esso, Cold Lake (Alberta)	Suncor, Ft. Kent (Alberta)	BP, Marguerite Lake (Alberta)	Shell, Peace River (Alberta)		Getty Oil, Kern. River (Californie)	Texaco, San Ardo (Californie)	Mobil, S. Belridge (Californie)	Oil McKittrick (Californie)	Cat Canyon Field (Californie)
				Prod. à froid	Prod. à chaud					
Ca (mg/l)	48	290	100	48				188	109	
Mg (mg/l)	5	40	30	143	156			27	56	
Na (mg/l)	1 743	4 500	2 500	11 007	2 252	215	2 105	3 300	2 500	1 600
Dureté totale (mg/l $CaCO_3$)	141	890	374	709		132	162	580	503	41
CO_3 (mg/l)	15	0	0	300	0	15	0		45	0
HCO_3 (mg/l)	304	410	275	6 468	1 558	292	255		883	1 281
SO_4 (mg/l)	111	525	175	22	379	53	410		180	150
Cl (mg/l)	3 094	7 253	3 850	13 348	2 569	199	2 980	4 800	3 517	788
S (mg/l)	40	0,01				0	10		0	
NO_3 (mg/l)		0,34				0				
B (mg/l)	10					1			15	
SiO_2 (mg/l)	250	236		8	98	125	130	380	121	178
Fe (mg/l)	0,8	0,1		0,3	< 0,1	0,1	1,0			0,3
MTD (mg/l)	6 015	13 300	7 300	31 349	7 009	844	6 115	13 000	7 000	3 132
pH	8,0	8,1	7,0	8,6	7,1	8,3	6,8	7,2		8,2
Conductivité (µmhos/cm)		17 000		50 000	11 100	1 190		17 000	8 360	4 317
Matières en suspension (mg/l)	68	447					69			130
Huiles (mg/l) (insolubles ou en suspension)	400-2 000	220				200	96	140		

TABLEAU 34 COMPOSITION MOYENNE DE L'EAU PRODUITE – EXPÉRIENCE DE COMBUSTION *IN SITU* SUR DU BITUME DE L'ATHABASCA (Bennion et coll., 1978)

Les concentrations minimales correspondent en général au début de la combustion.

Paramètre	Gamme en mg/l		
pH	1,1	–	7,1
Sodium	10	–	690
Potassium	20	–	270
Calcium	20	–	340
Magnésium	18	–	94
Fer	180	–	1200
Chlorures	15	–	4700
Sulfates	270	–	12300
Carbone organique total	110	–	8700
Matières totales dissoutes	5800	–	30100

TABLEAU 35 ANALYSE DE LA QUALITÉ DE L'EAU APRÈS COMBUSTION DES RÉSERVES (Barbour et Guffey, 1979)

Paramètre	Gamme		
Calcium	0,2	–	12
Magnésium	0,0	–	1,7
Sodium	0,0	–	1,2
Potassium	0,0	–	1,6
Carbonates			
Bicarbonates			
Sulfates		–	140,0
Chlorures	8,8	–	170,0
Fluorures	2,1	–	11,0
Ammonium	41,0	–	790,0
Azote total	43,0	–	820,0
pH	2,5	–	4,0
Demande chimique en oxygène	29000	–	42000
Carbone organique total	7970	–	12150

On a étudié la toxicité pour les poissons de l'eau produite par stimulation par la vapeur au projet pilote Leming de la société Esso dans la région de Cold Lake (Tsui et McCort, 1979). Les résultats d'analyse des échantillons d'eau obtenus par ces chercheurs concordaient avec les valeurs pour Cold Lake données au tableau 33, sauf en ce qui concerne la teneur en huiles et graisses (elle était inférieure, soit de 4,5 à 7 mg/l). En outre, Tsui et McCort ont obtenu respectivement pour le NH_3 et le phénol des teneurs variant entre 10 et 22 mg/l, et entre 11 et 38 mg/l. En général, Tsui et McCort ont constaté que l'eau produite était plus toxique pour les poissons que les eaux usées des raffineries de pétrole ou que les eaux souterraines de dépressurisation minière produites dans la région des sables bitumineux de Fort McMurray. D'autres recherches seront nécessaires pour déterminer les raisons de cette toxicité. En particulier, il faudra examiner le type des matières organiques présentes dans l'eau et leurs effets, ainsi que l'effet et les interactions des éléments inorganiques.

6.2.2 **Traitement de l'eau.** La figure 49 présente le schéma de procédé du traitement de l'eau à l'installation proposée de l'Imperial Oil à Cold Lake. Comme on peut le constater, la plus grande partie de l'eau produite sera recyclée. Les eaux plus polluées provenant de la valorisation du pétrole et du recyclage de l'eau produite (zone des services) seront injectées en puits profond, alors que les eaux moins polluées seront probablement stockées dans des étangs de surface.

Le tableau 36 présente le bilan hydrique de l'ensemble du projet et donne les volumes d'eau éliminés en puits profond et dans les étangs superficiels. Il est intéressant de noter qu'environ 30 p. 100 de l'ensemble de l'eau utilisée sera obtenue par recyclage.

Le schéma de procédé du recyclage de l'eau est présenté à la figure 50. Le principe de cette méthode réside dans le déshuilage (flottation par gaz induit), l'adoucissement (à chaud) et la désionisation par échange d'ions. L'Imperial Oil et Esso Resources n'ont pas publié d'information détaillée sur chacune de ces étapes. Néanmoins, des personnes ayant travaillé au projet ont publié des documents liés à certains aspects des différentes étapes. Konak et Grisard (1980) ont publié un document qui révèle les progrès importants réalisés dans le déshuilage par acidification (jusqu'à pH 4,5). De même, Hawkins (1979) traite des appareils de recyclage de l'eau, et Whalley et Wilson (1979) examinent différents procédés de recyclage.

Dans tous les procédés de réutilisation de l'eau, c'est le type de chaudière qui détermine en dernier ressort le coût et la complexité du traitement. Par exemple, si l'on utilise les chaudières traditionnelles à haute pression, il faut d'abord désioniser l'eau presque complètement. Dans le cas d'une chaudière à boue thermique, les produits chimiques servant à traiter l'eau sont ajoutés directement dans la chaudière, ce qui élimine presque complètement le traitement préalable. D'après les données actuelles, la plupart des systèmes d'exploitation *in situ* utiliseront vraisemblablement des chaudières qui ne requièrent qu'une désionisation partielle (élimination partielle des cations bivalents).

En général, il existe peu de documentation sur l'efficacité des procédés de recyclage de l'eau actuellement utilisés. Voici les étapes du traitement qui peuvent susciter certains problèmes:

i) Séparation pétrole-eau, en particulier dans le cas des émulsions.
ii) Adoucissement à la chaux (en particulier en présence d'une teneur élevée en silice) et élimination de la boue carbonatée.
iii) Échange d'ions rendu difficile par la présence de matières organiques (encrassement).
iv) Corrosion de la chaudière et de la tuyauterie.

TABLEAU 36 BILAN HYDRIQUE À COLD LAKE (Imperial Oil, 1978)

Besoins en eau	10^3 m^3/d
Vapeur d'injection	63,6
Eau et vapeur de traitement	19,7
Tour de refroidissement	25,8
Eau de lavage à contre-courant (filtres et échangeurs)	17,6
Eau de service	12,7
Eau potable	3,8
Total	143,2
Eau consommée pendant les opérations	
Déplacement du bitume	25,4
Évaporation de la tour de refroidissement	20,0
Synthèse d'hydrogène	2,4
Gazéification du coke	5,1
Sous-total	52,9
Élimination des déchets	
Puits profonds:	
Eau de lavage à contre-courant (filtres et échangeurs)	7,6
Eau acide	2,4
Saumure de l'unité de dessalage	2,4
Déchets chimiques	0,8
Sous-total	13,2
Surface:	
Eau de lavage à contre-courant (filtres et échangeurs)	10,0
Eau de purge de la tour de refroidissement	3,3
Eau de purge de la chaudière	2,7
Déchets des eaux de service	10,7
Sous-total	26,7
Recyclage	
Eau produite	38,2
Eau acide	4,4
Déchets	3,8
Déchets de pétrole	4,0
Sous-total	50,4
Total	143,2
Approvisionnement en eau	
Eau recyclée	50,4
Eau fraîche d'appoint	92,8
Total	143,2

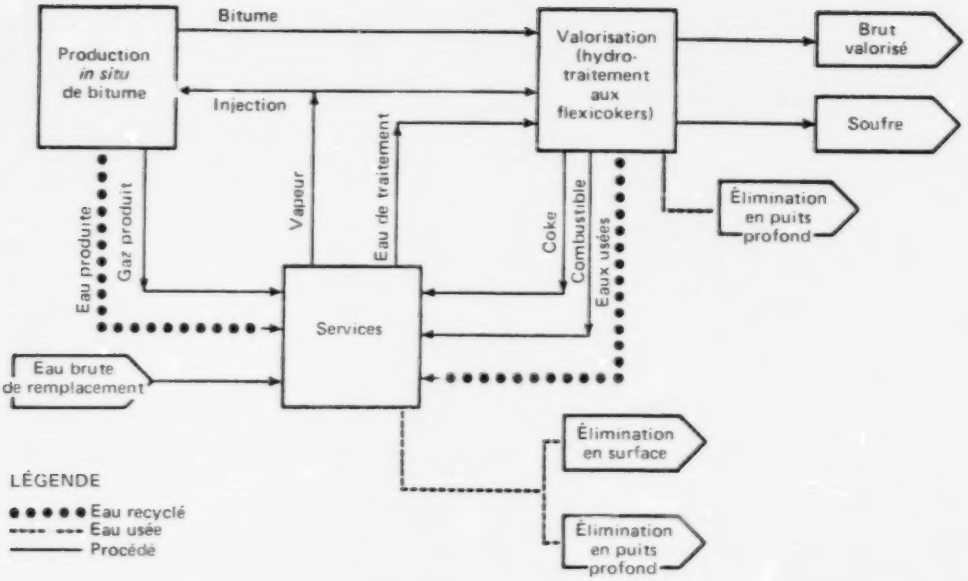


FIGURE 49 SCHÉMA DE CIRCULATION DE L'EAU À L'USINE PROPOSÉE DE COLD LAKE (Hurdey et Scott, 1981)

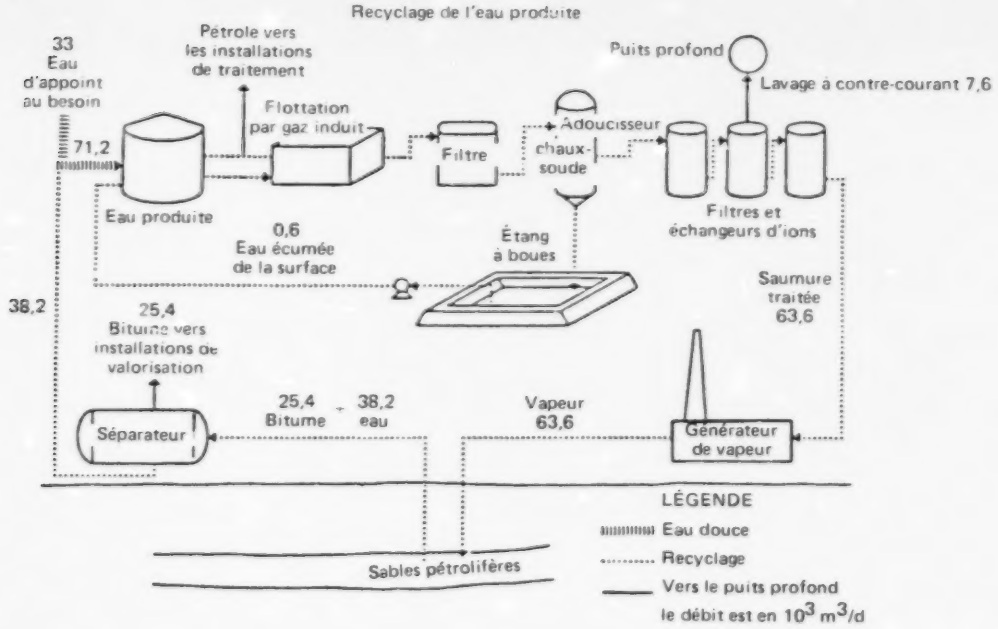


FIGURE 50 SCHÉMA DU RECYCLAGE DE L'EAU PRODUITE LORS DE LA RÉCUPÉRATION DU BITUME PAR STIMULATION PAR LA VAPEUR À COLD LAKE (Imperial Oil, 1978)

Les contraintes imposées aux systèmes de recyclage de l'eau sont énormes dans l'exploitation *in situ*; par conséquent, il risque fort d'y avoir des problèmes dans les secteurs susmentionnés au cours de la période de démarrage.

En cas de panne à l'une des étapes du traitement, le recyclage deviendrait impossible et il faudrait effectuer un traitement d'urgence avant de procéder au rejet de l'eau produite dans les eaux superficielles. Les solutions de rechange prévues quant à l'élimination de l'eau seront peut-être inadéquates. Il sera nécessaire, par ailleurs, d'entreprendre des recherches visant à élaborer des procédés de recyclage techniquement réalisables et peu coûteux. En outre, il faudra étudier plus à fond l'effet de la qualité de l'eau produite sur les procédés d'épuration utilisés pour le recyclage dans l'exploitation *in situ* des sables bitumineux et du pétrole lourd.

6.3 Effets sur l'environnement

Les effets sur l'environnement de l'extraction *in situ* du bitume se répartissent en deux catégories:

i) Extraction du bitume;
ii) Traitement du bitume extrait et des déchets produits.

Nous étudierons surtout les effets sur l'environnement du projet d'Esso à Cold Lake car, comme nous l'avons déjà mentionné, il s'agit du seul projet sur lequel on possède des données suffisantes.

6.3.1 Extraction du bitume. Les régions où l'on prévoit actuellement procéder à l'exploitation *in situ* sont boisées. Les effets immédiats seront donc le déboisement du terrain pour permettre l'aménagement de routes d'accès, de pipelines pour le pétrole, de pipelines pour la vapeur, d'installations de forage, d'installations de valorisation et de production de vapeur, etc. Certaines des perturbations du terrain seront maintenues pendant toute la durée du projet, par exemple celles causées par les installations de valorisation et les principales routes d'accès, alors que d'autres ne seront que temporaires, leur durée dépendant du taux d'extraction du bitume à tel ou tel emplacement. Ainsi, les puits d'injection et de production et les structures associées ne causent que des perturbations temporaires, car la surface utilisée est restaurée après leur abandon.

La perturbation du milieu aura sans doute aussi des effets sur la faune et modifiera le mode de répartition des espèces dans la région. L'importance qu'on attribuera à cet effet sur l'environnement dépendra largement de l'échelle de valeurs de l'évaluateur, c'est-à-dire à l'importance qu'il accordera aux considérations écologiques par rapport aux considérations économiques.

C'est surtout le déboisement "temporaire" pour la construction de routes et de pipelines d'accès aux installations de forage et de production qui semble présenter les effets les plus graves pour l'environnement: en effet, l'écoulement superficiel sera vraisemblablement interrompu, dans une certaine mesure, ce qui pourrait entraîner l'inondation des zones environnantes. En outre, l'élimination de la végétation entraînera une érosion accrue jusqu'au moment où l'on réensemencera les terres. L'érosion pourrait, suivant les caractéristiques de l'écoulement superficiel du secteur, provoquer l'envasement des marécages ou accroître la charge en sédiments des voies normales d'écoulement. Il serait possible de réduire l'ampleur de ce problème en établissant de bonnes pratiques d'entretien et en tenant compte de l'environnement lors du choix de l'emplacement et du forage.

L'extraction du bitume brut nécessitera un réseau dense de puits. Ce type de forage a sur l'environnement des effets analogues à ceux de la production de pétrole lourd.

D'après Jackson (1979), les sables bitumineux seront fracturés pendant la stimulation par la vapeur à Cold Lake. La fracturation hydraulique, bien qu'elle améliore considérablement la conductivité hydraulique de la formation productive, risque fort d'endommager les formations supérieures et inférieures (en d'autres mots, l'étanchéité du réservoir risque fort d'être mise en jeu). Il est douteux qu'on puisse orienter les fractures. Une fois amorcée dans la formation rejointe par le forage, la fracture hydraulique suivra le chemin offrant la moindre résistance qui, si l'on se fonde sur des considérations théoriques supposant homogénéité, isotropie et élasticité, sera perpendiculaire à la principale contrainte offrant le moins de compression (Grace et coll., 1980). Dans les zones où la contrainte exercée par la couverture est la plus élevée et, par conséquent, où la contrainte horizontale est plus faible, les fractures hydrauliques ont tendance à être verticales. Toutefois, dans les zones où il y a eu tassement différentiel des sédiments, par exemple dans les sédiments du Crétacé de cette région, le tassement exerce souvent les principales contraintes dans diverses directions obliques ou horizontales. Il est virtuellement impossible de prévoir l'orientation des fractures hydrauliques dans ces roches, car elle est dictée par les propriétés intrinsèques de la formation. Il est peu probable qu'on puisse orienter la fracture dans une autre direction (Grace et coll., 1980). Nous expliquerons davantage l'importance des fractures induites lorsque nous examinerons les méthodes d'élimination des déchets.

On ne sait pas si du sable sera extrait en même temps que le bitume brut. Si les quantités sont semblables à celles produites par l'exploitation du pétrole lourd dans la région de Lloydminster, on peut s'attendre à un tassement différentiel, qui aura un effet semblable à celui dont nous avons traité au chapitre sur la récupération assistée.

Il se produira inévitablement des ruptures de pipelines, qu'elles soient accidentelles ou causées par des pannes. Leur fréquence pourrait être beaucoup plus élevée que dans un champ de pétrole classique à cause du grand nombre de pipelines nécessaire pour l'exploitation *in situ*. Les effets sur l'environnement du bris d'un pipeline dépendront du produit transporté, du volume du déversement et du milieu récepteur. La planification de mesures d'urgence permettrait de limiter ces effets.

L'injection de vapeur ou d'un liquide à des pressions supérieures au seuil de rupture de la formation peut provoquer dans certaines régions des secousses de faible intensité ou une fracturation. Si ce phénomène se produisait souvent au cours de l'extraction, les formations environnantes pourraient se fracturer et le béton autour des tubages pourrait être altéré. Des écoulements entre les formations pourraient alors se produire, particulièrement dans le cas de l'injection de vapeur, vu les pressions d'injection.

D'après Jackson (1979), l'eau utilisée pendant l'extraction et la valorisation à Cold Lake sera d'origine superficielle plutôt que souterraine. Les eaux souterraines ont été jugées insuffisantes et devraient subir un traitement important avant d'être utilisées pour alimenter une chaudière. Les besoins totaux en eau sont de l'ordre de 125 000 m^3/d.

6.3.2 **Traitement du bitume brut et des déchets.** Les déchets liquides produits pendant l'extraction du bitume brut et sa transformation subséquente en pétrole synthétique comprennent l'eau produite, les eaux usées contenant du pétrole, les eaux d'épuration, les eaux usées chimiques, les eaux servant à l'élimination des cendres, les eaux de purge, les eaux usées provenant du traitement de l'eau et les eaux d'égout.

Les déchets solides et semi-solides comprennent les boues de réacteur, les boues chimiques, les boues contenant du pétrole, les boues provenant du traitement de l'eau, le sable (éventuellement), les cendres volantes, le coke, les catalyseurs, les particules provenant du traitement des gaz de cheminée, les déchets municipaux et d'autres formes de déchets solides et semi-solides.

On ne possède que très peu d'information sur la composition et la concentration prévues des composantes de chaque groupe de déchets, sur leur volume global et sur les modalités d'élimination (confinement, contrôle, etc.). L'étude des effets sur l'environnement des pratiques d'élimination sera donc limitée aux déchets sur lesquels on dispose de données publiées.

Les déchets liquides produits, exception faite des eaux d'égout, seront éliminés en puits profond. Ils contiendront des fluides de la formation, des hydrocarbures dissous de divers types, des métaux en trace, des phénols et d'autres composés organiques, des cyanures, des sulfites, des produits chimiques provenant du traitement de l'eau, etc. (Jackson, 1979; Whalley et Wilson, 1979; Konak et Grisard, 1980). Autrement dit, les déchets pollués qui ne peuvent être éliminés à la surface seront injectés dans une formation souterraine. D'après Jackson (1979), environ 80 000 barils par jour (13 100 m^3) de déchets liquides seront ainsi éliminés à Cold Lake. On utilisera à cette fin la formation inférieure de McMurray, qui se trouve immédiatement sous la formation de Clearwater, principal gisement de bitume (ces deux formations font partie du groupe de Mannville du Crétacé inférieur; voir figure 4). Si la perméabilité est trop faible pour accepter le volume prévu, la formation subira une fracture hydraulique. La méthode d'injection en puits profond actuellement envisagée risque de poser les problèmes suivants:

i) La zone productive et l'horizon d'élimination subiront tous deux des fractures hydrauliques. Comme il sera impossible d'orienter les fractures, dans l'une ou l'autre des formations, il risque fort d'y avoir écoulement entre les formations, ce qui pourrait engendrer une pollution de l'eau douce des formations peu profondes.

ii) La région de Cold Lake se trouve près de la bordure septentrionale de la formation d'évaporites des Prairies (Simpson et Dennison, 1975). Cette bordure est une zone d'érosion souterraine. À l'est et au nord, les couches salines ont été éliminées par dissolution et il y a eu affaissement des formations supérieures dans les cavités ainsi produites. Selon toute probabilité, les formations supérieures se sont fracturées à de nombreux endroits, menaçant sérieusement l'étanchéité des réservoirs.

iii) Les pressions d'injection de 6 900 kPa envisagées (tête du puits) sont approximativement le double du maximum enregistré au Canada pour l'injection de déchets liquides (Vonhoff et van Everdingen, 1973). Ces pressions élevées, combinées à la présence de fractures naturelles ou induites, pourraient entraîner une migration des déchets vers le haut. Il pourrait également y avoir migration vers le haut dans les puits d'élimination mal cimentés ou dans les puits d'exploration.

iv) Les déchets, une fois injectés, pourraient se déplacer en direction nord-est vers la Saskatchewan, car il s'agit de la trajectoire d'écoulement des eaux souterraines de la région. La vitesse de déplacement et la configuration du panache de déchets liquides dépendraient alors des changements provoqués par les pressions d'injection dans le régime des eaux souterraines existant. Il faudrait obtenir des renseignements détaillés sur l'environnement hydrogéologique pour pouvoir déterminer les effets à long terme de l'injection sur les secteurs en aval du point d'élimination.

v) On ne possède aucune information sur l'atténuation possible de l'effet des déchets éliminés. Il y aurait lieu d'entreprendre des études sur cet aspect de l'élimination des déchets; signalons à cet égard que l'écoulement des eaux souterraines traverse la frontière provinciale.

Si les déchets liquides sont injectés dans une formation plus profonde, par exemple la formation Méthy du Dévonien, bon nombre des problèmes mentionnés ci-dessus s'appliquent également. (Nota: la formation Méthy se trouve immédiatement sous la formation d'évaporites

des Prairies, et on la considère comme étant une bonne formation aquifère.) Comme nous l'avons décrit au premier chapitre, le principal système de drainage régional se situe dans les sédiments carbonatés du Dévonien. Il émerge à la limite du Bouclier précambrien en Saskatchewan. On trouve dans cette région de nombreuses sources et de nombreux suintements salés. Les déchets liquides injectés dans la formation Méthy seront sans aucun doute déchargés le long du Bouclier précambrien. L'effet des déchets liquides dépendra de leur atténuation.

Il ressort de ce qui précède que dans la partie nord-est de l'Alberta, l'injection des déchets en puits profond n'est pas très appropriée, car l'élimination ne serait pas permanente dans cet environnement hydrogéologique. Il faudra donc réduire au minimum le volume de déchets liquides produits, en traitant et en réutilisant la plus grande quantité d'eau possible.

La région de Cold Lake ne possède aucun cours d'eau important à fort débit. Comme nous l'avons vu à la section 6.2, d'importants volumes d'eau légèrement polluée seront stockés dans des étangs de surface. En cas d'accident, de fuite ou d'une défectuosité du matériel de traitement en continu, un volume considérable d'eau usée très toxique pourrait être intercepté par le réseau d'écoulement superficiel de l'emplacement.

Il semble qu'une proportion considérable de déchets solides et semi-solides devra être éliminée pendant la durée d'exploitation des installations. Il est fort probable qu'on ait recours à l'enfouissement comme méthode d'élimination, bien qu'on puisse aussi utiliser l'incinération. Le choix de l'emplacement des décharges sera extrêmement important, étant donné qu'aucun sédiment n'est imperméable à long terme. Il faudra accorder une attention particulière à la dégradation bactérienne des composés organiques et à la fixation des composés inorganiques. Pour assurer la présence de la communauté biologique nécessaire à la dégradation complète, il faudra mélanger différents types de déchets, par exemple des déchets municipaux et des déchets de pétrole, et ajouter des éléments nutritifs si nécessaire. Si l'on utilise un revêtement imperméable, il faudra installer en dessous des tuyaux de drainage à des fins de contrôle et, s'il y a fuite, pour récupérer les polluants.

Les principaux polluants atmosphériques produits seront le dioxyde de soufre et le sulfure d'hydrogène, qui contribuent aux pluies acides. En outre, des petites quantités d'hydrocarbures et d'oxyde nitrique seront libérées par les installations. L'effet immédiat de ces émanations se traduira par des symptômes de stress chez les communautés végétales. À long terme, les polluants principaux accroîtront l'acidité des sols et des plans d'eau stagnante. L'effet des pluies acides dépendra du pouvoir tampon de l'environnement.

Le principal problème lors de l'évaluation des effets de l'exploitation *in situ* du bitume brut et de son traitement provient du manque de données. Compte tenu de la particularité de chaque milieu récepteur, des caractéristiques des déchets et des exigences que pose leur confinement à long terme, la conception des méthodes d'élimination doit être basée sur l'évaluation des paramètres correspondant au pire cas.

7 LACUNES ET ORIENTATION DE LA RECHERCHE

Les effets potentiels de l'exploration et de l'exploitation traditionnelle de pétrole et de gaz sont non seulement relativement bien connus (même s'ils ne sont pas toujours bien compris), mais font aussi l'objet de règlements exhaustifs appliqués par des organismes établis et expérimentés. Les lacunes dans ces domaines concernent surtout le devenir, après l'élimination des fluides de forage ou l'abandon des bassins à boues, de certains nouveaux composés chimiques complexes présents dans les additifs de forage. En outre, on connaît mal les dangers possibles pour l'environnement provenant des pertes de circulation et des problèmes liés à la complétion des puits.

Les procédés de récupération assistée du pétrole et d'exploitation *in situ* des sables bitumineux peuvent avoir des effets importants sur l'environnement, car les méthodes les plus facilement applicables comprennent l'utilisation de chaleur et produisent des quantités considérables d'eau polluée. En outre, on n'a pas encore assez d'expérience dans ce domaine pour être en mesure d'établir des règlements visant à protéger l'environnement en cas d'accident. Ces opérations d'exploitation sont concentrées dans les régions de sables bitumineux et de pétrole lourd du nord-est de l'Alberta. Les hydrocarbures se trouvent à moins de 1200 mètres de profondeur et l'épaisseur de la couche sédimentaire est généralement inférieure à 1500 m. De plus, il existe un réseau complexe d'interdigitation des eaux salines et des eaux douces au sein du groupe de Mannville (principal gisement de pétrole lourd). Ces eaux souterraines, qui pourraient éventuellement devenir une source d'eau potable, risquent d'être polluées au cours de la production.

Dans le cas de la production du pétrole lourd, les principaux sujets de préoccupation en ce qui a trait à l'environnement sont suscités par l'élimination du sable extrait, qui est recouvert d'une mince pellicule de pétrole. Dans ce domaine, les recherches devraient porter sur la réduction du volume de sable produit, et sur la conception d'une installation centrale de collecte et d'élimination destinée au traitement des déchets de sable.

Les procédés thermiques nécessitent des volumes importants d'eau douce pour produire de la vapeur à l'échelle commerciale; cependant, si l'eau provient de formations aquifères, le pompage aura un effet important sur les gradients hydrauliques, non seulement dans les formations aquifères d'eau douce, mais aussi dans les formations productives. Ces procédés produiront aussi, prévoit-on, de grandes quantités de déchets liquides. Si ces déchets sont éliminés par injection dans des formations se trouvant au-dessous des formations exploitées, le gradient hydraulique de toutes les formations de la région sera vraisemblablement beaucoup modifié.

Pour le moment, le système hydrogéologique de la région n'est pas assez bien connu pour permettre de prévoir les effets réciproques de la production et de l'élimination ou leur effet sur les gradients dans les zones contenant du pétrole et du bitume.

D'après des expériences en laboratoire (Bennion et coll., 1978), les procédés de combustion *in situ* sont susceptibles de produire des fluides de formation très riches en acide sulfurique et en matières organiques. Le devenir de ces fluides dans le réseau d'écoulement pourrait être très important, non seulement du fait qu'ils pollueraient les formations aquifères d'eau douce ou les eaux de surface, mais aussi à cause de leurs effets au sein des horizons exploités.

L'exploitation *in situ* des sables bitumineux nécessitera aussi le recyclage d'une grande quantité de l'eau produite. Les techniques de recyclage de cette eau ne sont pas bien connues pour le moment, et de graves problèmes techniques se poseront sans doute, amenant une

consommation d'eau élevée et des problèmes environnementaux dus à l'élimination des déchets. Les recherches devraient être orientées vers la mise au point de méthodes de recyclage de l'eau à la fois techniquement réalisables et rentables. L'effet de la composition de l'eau produite sur le recyclage doit être étudié. De plus, il faudra élaborer des techniques de traitement d'urgence, pour assurer la qualité de l'eau en cas de déversement ou de panne prolongée du matériel.

Les caractéristiques des eaux usées produites à toutes les étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz, particulièrement en ce qui concerne les matières organiques dissoutes et leur toxicité, sont mal connues; il y aurait donc lieu d'entreprendre des recherches pour établir une base de données dans ce secteur.

REMERCIEMENTS

Le présent rapport a été préparé par la Zenon Environmental Enterprises Ltd. et par les entrepreneurs suivants:

Baloil Ltd., Calgary
C-H Synfuels Ltd., Calgary
Silverspoon Research & Consulting Ltd., Saskatoon
Vonhof Consulting Ltd., Calgary

Il a été réalisé sous la direction scientifique de M. Wayne S. Richardson, du Service de la protection de l'environnement d'Environnement Canada.

Le projet a été subventionné par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (CANMET), par l'intermédiaire du comité interministériel sur la recherche et le développement en matière d'énergie.

Nous tenons à remercier particulièrement les personnes suivantes qui ont fourni des commentaires détaillés sur le présent rapport:

M.D. Winning, Shell Canada Resources
H. Timm, Alberta Energy Resources Conservation Board
G. Grove, INRH, SCE, Environnement Canada

La version anglaise du texte a été révisée par Vicky Jones de la Direction des services techniques du SPE, et préparée par le service dactylographique du SPE, dont nous tenons à signaler le concours.

RÉFÉRENCES

Alberta, Department of the Environment, 1980. The Ground Water Development Act.

Alberta, Energy Resources Conservation Board, 1981. The Oil and Gas Conservation Act, and Oil and Gas Conservation Regulations, Office Consolidation.

Alberta, Department of Energy and Natural Resources, 1978. The Mines and Minerals Act, The Public Land Act, The Forests Act, 1971, The Highways Development Act, Alberta Regulation 423/78.

Alberta, Department of the Environment, 1978. The Department of the Environment Act, Office Consolidation.

Alberta, Department of the Environment, 1979. The Clean Water Act, and Clean Water (General) Regulations, Office Consolidation.

Allred, R.B. 1975. The Handling of Water-Based Drilling Fluids. Compte rendu, conf. *Environmental Aspects of Chemical Use in Well-Drilling Operations*, Houston, (Texas), 21 - 23 mai 1975. U.S. EPA 560/1-75-004.

Anonyme, 1969. Principles of Drilling Fluid Control (twelfth edition). Edité par un sous-comité de l'API Southern District Study Committee on Drilling Fluids. Université du Texas, Austin.

Anonyme, 1973. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE Reprint Series.

Anonyme, 1980. Compte rendu, symp. *Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings*, Lake Buena Vista (Floride) 21 - 24 janv. 1980.

Anonyme, 1981. Guide to Drilling, Workover and Competion Fluids, *World Oil*, juin 1980.

Association pétrolière du Canada, 1980. Environmental Operating Guidelines for the Alberta Petroleum Industry. CPA Research Advisory Council, Long Range Planning Committee.

Association pétrolière du Canada, 1981. *Statistical Handbook, 1980*. Association pétrolière du Canada, Calgary (Alberta).

Barbour, F.A. et F.D. Guffey, 1979. Organic and Inorganic Analysis of Constituents in Water Produced during *in situ* Combustion Experiments for the Recovery of Tar Sands. Compte rendu, *Analysis of Water Associated with Alternate Field Production Symposium*, ASTM D-19 Committee on Water, Pittsburgh (Pennsylvanie).

Bennion, D.W., L. Vorndran, J.K. Donnelly et R.G. Moore, 1978. Fireflooding Changes in Athabasca Bitumen and Water Properties, Copyright Verlag Chemie International, Inc., Alberta Oil Sands Technology and Research Authority Public No. 06464.

Beyer, A.H., L.L. Palmer et J. Sock, 1979. Biological Oxidation of Dissolved Compounds in Oilfield-Produced Water by a Pilot Aerated Lagoon. *JPT, 31*, p. 241.

Brushett, E.R., 1979. Oil and Salt Spills and Contingency Planning. Présenté au président, Steering Committee, Alberta Energy Resources Conservation Board, Calgary.

Case, L.C., 1977. *Water Problems in Oil Production. An Operator's Manual* (2nd edition). The Petroleum Publishing Co., Tulsa (Oklahoma).

CH_2M-Hill Ltd., 1981. Review of Treatment and Recycling of Produced Water from Heavy Oil Fields, préparé pour les organismes gouvernementaux américains et canadiens.

Christiansen, E.A. et S.H. Whitaker, 1974. Geology and Groundwater Resources of the St. Walburg Area (73-F). Saskatchewan. Sask. Research Council, Geology Division, Map No. 18.

Christopher, J.E., 1980. The Lower Cretaceous Mannville Group of Saskatchewan - a tectonic overview. Dans, *Lloydminster and Beyond: Geology of Mannville Hydrocarbon Reservoirs.* Sask. Geological Soc., Spec. Publ. No. 5, p. 3-32.

Collins, A.G., 1971. Oil and Gas Wells – Potential Polluters of the Environment? *JWPCF, 43*(12): 238.

Colombie-Britannique, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. Drilling and Production Regulations. s.d.

Cook, F.D., W.B. McGill, M. Nyborg et J.A. Toogood, 1973. Oil and the Canadian Environment. Compte rendu, conf. mai 1973, Inst. Env. Sciences, Univ. de Toronto, Toronto (Ontario).

Craft, B.C. et M.D. Hawkin, 1959. *Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice Hall.

D & S Petroleum Consultants, 1974. Study of the Tertiary Recovery Potential in Western Canada, préparé pour l'Office national de l'énergie, août 1976.

Dugdale, P.J. et G.R. Bartman, 1981. Equipment and Its Corrosion in *in situ* Pilots. Alberta Oil Sands Technology and Research Authority, Calgary (Alberta).

Environnement Canada, 1981. Recommendations Concerning the Design and Rehabilitation of Drill Fluid Contaminant Sumps in Non-Permafrost Areas of the Yukon and Northwest Territories. Service de la protection de l'environnement.

ERCB, 1972. Information Letter No. IL-OG-72-20, Energy Resources Conservation Board, Province de l'Alberta.

ERCB, 1975. Interim Directive No. ID-OG-75-2, Energy Conservation Board, Province de l'Alberta.

Freeze, R. Allan et P.A. Witherspoon, 1967. Theoretical Analysis of Regional Groundwater Flow (2)/ Effect of Water-Table Configuration and Subsurface Permeability Variation, *Water Resources Research*, (3), *2*, 623-634.

Gould, B.D. et B. Maxwell, 1979. Fast Drilling with Foam in Fluid Loss Zone. *Petroleum Engineer International*, p. 94.

Grace, R.D., J.L. Shursen et P.L. Moore, 1980. Completion Practices. Grace, Shursen, Moore & Associates, Amarillo (Texas).

Gray, G.R., H.C.H. Darley et W.F. Rogers, 1979. *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*. Gulf Publishing Company, Houston.

Hawkins, J.R., 1979. Analytical and Process Instrumentation for Water Re-use at the Esso Resources Canada Ltd. Heavy Oil Pilot in Cold Lake. Document présenté à la section de Calgary de l'Instrument Society of America (ISA).

Hendry, M.J., 1982. Hydraulic Conductivity of a Glacial Till in Alberta. *Groundwater*, *20*(2): 162.

Hensel, W.M., R.L. Sullivan et R.H. Stalling, 1981. Understanding and Solving Injection Well Problems. *Pet. Eng. Int'l*, *53*(6): 155.

Hitchon, Brian, 1964. Formation Fluids. Dans: *Geological History of Western Canada*, Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary.

Hitchon, Brian, 1969a. Fluid flow in the Western Canada Sedimentary Basin. 1. Effect of Topography. *Water Resources Research*, *5*(1): 186-195.

Hitchon, Brian, 1969b. Fluid flow in the Western Canada Sedimentary Basin. 2. Effect of Geology. *Water Resources Research*, *5*(2): 460.

Hrudey, S.E. et J.D. Scott, 1981. Water Reuse Needs of the Oil Sands Industry in Alberta. *Water Use Symposium II*, Wash. (D.C.), publié par l'AWWA.

Hubbert, M. King, 1940. The Theory of Groundwater Motion. *J. Geology*, *48*(8): 785.

Imperial Oil Ltd., 1978. Environmental Impact Statement on the Cold Lake Project. Alberta Energy Resources Conservation Board, demande n° 770966.

Jackson, R.E., 1979. On the Probable Impact of the Cold Lake Project on Interprovincial Aquifers. Rapport préparé pour le Prairie Provinces Water Board. Août 1979.

Johnson, J.S., Jr., 1975. Micellar-Flood Research. Chemicals, Phase Behaviour and Adsorption on Minerals. Oak Ridge National Laboratory, U.S. Environmental Protection Agency.

Konak, A.R. et P.J. Grisard, 1980. Deoiling of Produced Water by Acidification. Réunion Techn., Petroleum Section, CIMM, Calgary, 25-28 mai. Paper No. 80-31-30.

Kus, J., 1981. Waterflood has Unique Treating Unit. *Oil Week*, 11 mai, p. 10.

Land, B. 1974. The Toxicity of Drilling Fluid Components to Aquatic Biological Systems, a Literature Review, Service des pêches et de la mer, Environnement Canada, rapp. techn. 487.

Lorenz, H., 1980. Field Experience Pins Down Uses for Air Drilling Fluids. *Oil and Gas Journal, 78*(19): 132.

Loy, S.E., III. 1975. Techniques of Deep Well Drilling. Compte rendu, conférence *Environmental Aspects of Chemical Use in Well-Drilling Operations*, Houston (Texas), 23-25 mai 1975, U.S. EPA-560 1-75-004.

McCrossan, R.G., dir. publ., 1973, *The Future Petroleum Provinces of Canada - Their Geology and Potential*, Can. Soc. Petrol. Geol., Calgary, 720 p.

McCrossan, R.G., R.P. Glaister, G.H. Austin et S.J. Nelson, (dir. publ.), 1964. *Geological History of Western Canada*, Alberta Society Petroleum Geologists, Calgary, 232 p.

McLean, P.D., 1968. Subsurface Disposal of Liquid Waste in Ontario. Ont. Dept. of Energy and Resources Management, Petroleum Resources Section, Paper 68-2, 91 p.

McMordie, Jr., W.C., 1980. Oil Base Drilling Fluids. Compte rendu, symp. *Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings*, Lake Buena Vista (Floride), 21-24 janv. 1980.

McNealy, R.N., V.P. Neimanis et L. Dwyer, 1979. *Water Quality Sourcebook*. Water Quality Branch, Direction générale des eaux interieures, Environnement Canada, Ottawa (Ontario).

Meneley, W.A., 1972. Groundwater Resources of Saskatchewan, dans: *Water Supply for the Saskatchewan-Nelson Basin*, Appendice 7, Section F, pp. 673-723. Saskatchewan-Nelson Basin Board Report, Ottawa.

Meyer, R.F. et W.D. Dietzman, 1979. *World Geography of Heavy Crude Oils*, 1re conférence internationale, UNITAR, Edmonton (Alberta).

Miller, R.W. Honarrar, S., 1975. Effect of Drilling Fluid Component Mixtures on Plants and Soils. Compte rendu, conférence *Environmental Aspects of Chemical Use in Well Drilling Operations*, Houston (Texas), 21-23 mai 1975. U.S. EPA-560/1-75-004.

Moore, P.L., 1974. *Drilling Practice Manual*. Penwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.

Moseley, Jr. H.R., 1980. Drilling Fluids and Cuttings Disposal. Compte rendu, symp. *Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluid and Cuttings*, Lake Buena Vista (Floride), 21-24 janv. 1980.

Nesbitt, L.E. et J.A. Sanders, 1981. Drilling Fluid Disposal. *Journ. Petr. Technology*. Society of Petroleum Engineers, AIME, déc. 1981.

Office national de l'énergie, 1981. *Canadian Energy Supply and Demand*, 1980-2000. Publ. juin 1981.

Ostroff, A.G., 1979. Introduction to Oilfield Water Technology, National Association of Corrosion Engineers, Houston (Texas).

Patton, C.C., 1977. Oilfield Water Systems. Campbell Petroleum Series, Norman (Oklahoma).

Pesaran, D.P., 1977. Effect of Drilling Fluid Components and Mixtures on Plants and Soils. Thèse de maîtrise, University d'Etat de l'Utah, p. 99.

Pirson, S.J., 1958. *Oil Reservoir Engineering*. McGraw-Hill.

Richards, L.A., dir. publ., 1954. Diagnosis and Improvement of Saline and Alkaline Soils. *Agricultural Handbook No. 60*, U.S. Dept. of Agriculture, Washington (D.C.).

Riedell, E.F., M.H. Garrell, E. Kaplan, J. Sathaye et G.R. Dierman, 1981. Environmental Risks Associated with the Commercialization of Enhanced Oil Recovery. 2e symp. conjoint, SPE/DOE, *Enhanced Oil Recovery*, Soc. Petr. Engineers, 5-8 avril 1981, Tulsa (Oklahoma), SPE/DOE 9819.

Saskatchewan, Department of Mineral Resources, 1969. Office Consolidation of the Oil and Gas Conservation Regulations.

Saskatchewan, Department of Mineral Resources, 1978. The Oil and Gas Conservation Act.

Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972. *Water Supply for the Saskatchewan-Nelson Basin*, Appendice 7, Section F, Ottawa.

Schumaker, M.M., dir. publ., 1978. *Enhanced Oil Recovery Secondary and Tertiary Methods*. Noyes Data Corp., New Jersey, E.-U.

Shaw, D.R., 1974. Testing, Treating and Disposal of Oil and Gas Well Waste Water Sumps. Compte rendu, *9th Can. Symp. on Water Poll. Research*, Canada.

Silvestro, E., 1980. Toxicity of Chemical Compounds used for Enhanced Oil Recovery. U.S. Dept. of Energy. Contrat nº DE-ACIG-79BC10014.

Simpson, F. et E.G. Dennison, 1975. Subsurface Waste Disposal Potential of Saskatchewan. Sask. Dept. of Mineral Resources, Sask. Geol. Survey, rapp. nº 177, 76 pages.

Stearn, Colin W., Robert L. Carroll et Thomas H. Clark, 1979. *Geological Evolution of North America*, 3rd ed., John Wiley & Sons, N.Y., 566 p.

Strosher, M.T., 1980. Characterization of Organic Constituents in Waste Drilling Fluids. Dans: compte rendu, symp. *Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluid and Cuttings*, Lake Buena Vista (Floride), 21-24 janv. 1980.

Tsui, T.P., D.J. McCort, 1979. Acute Toxicity of Produced Water, 1979. Rapport présenté à ESSO Resources Canada Ltd. et à Gulf Canada Ltd.

U.S. Environmental Protection Agency, 1975. *Environmental Aspects of Chemical Use in Well-Drilling Operations*. Compte rendu, mai 1975, Houston (Texas). Office of Toxic Substances, EPA, Washington (D.C.).

U.S. Environmental Protection Agency, 1976. Development Document for Interim Final Effluent Limitations Guidelines and Proposed New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction, Point Source Category, EPA 440/1-76/0550A.

Vandenberg, A., D.W. Lawson, J.E. Chevron et B. Novakovic, 1977. Subsurface Waste Disposal in Lambton County, Ontario. Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, Bulletin technique nº 90.

van Everdingen, R.O., 1974. Subsurface Disposal of Waste in Canada – III. Regional Evaluation of Potential for Underground Disposal of Industrial Liquid Wastes. Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, Bulletin technique nº 82.

van Everdingen, R.O. et R.A. Freeze, 1971. Subsurface Disposal of Waste in Canada. Bulletin technique nº 49, Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, Ottawa.

Vonhof, J.A. et R.O. van Everdingen, 1973. Subsurface Disposal of Liquid Industrial Wastes. *C.I.M.M. Bulletin 66*, pp. 108-114.

Whalley, M.J. et T.M. Wilson, 1979. Water Conservation in a Steam Stimulation Project. 1re conférence internationale sur *Future of Heavy Crude and Tar Sands*, Edmonton (Alberta).

Whitaker, S.H. 1980a. Groundwater Resources of the Judith River Formation in Southwestern Saskatchewan. Silverspoon Research Ltd., Rept. 80-015, 43 p.

Whitaker, S.H., 1980b. Estimation of Average Annual Recharge for Rural Sewage Disposal Study. Silverspoon Research Ltd., Rept. 80-018, 5 p.

White, R.A. et E. de Jong, 1975. Reclamation of Salt and Oil Damaged Soils. Sask. Inst. of Pedology, Univ. de Saskatoon (Sask.), Publ. M 27.

Wilson, T.D. et R. Kendall, 1980. Environmental Regulations Handbook for Enhanced Oil Recovery. U.S. Dept. of Energy, Publ. nº DOE/BD/00050-15.

Wolff, W.H., 1978. Role of the Energy Resources Conservation Board Respecting Environmental Matters. Alberta ERCB-Wolff-1978-R.52.

Younkin, W.E., D.L. Johnson, 1980. The Impact of Waste Drilling Fluids on Soils and Vegetation in Alberta. Compte rendu, symp. *Research on Environmental Fate of Drilling Fluids and Cuttings*, Lake Buena Vista (Floride), 21-24 janv. 1980.

Zimmerman, W., 1976. *Wasser und Mineralole*, Odenburg Verlag, Muchen, Vienne.